



Universidade do Estado do Rio de Janeiro
Centro de Tecnologia e Ciências
Faculdade de Geologia

Flavio Marcel Candeias da Silva

O impacto do propagador Abimael na tectônica do Sal no Sul da Bacia de Santos – estudo de caso da oportunidade exploratória Esmeralda

Rio de Janeiro

2024

Flavio Marcel Candeias da Silva

**O impacto do propagador Abimael na tectônica de Sal no Sul da Bacia de Santos –
estudo de caso da oportunidade exploratória Esmeralda**

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Geologia e geofísica de margens tipo atlântico, Geofísica aplicada e Avaliação Geoeconômica de recursos minerais energéticos.

Orientador Prof. Dr. Webster Ueipass Mohriak

Rio de Janeiro

2024

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ/REDE SIRIUS/CTCC

S586 Silva, Flavio Marcel Candeias da.
O impacto do propagador Abimael na tectônica de Sal no Sul da Bacia de Santos – estudo de caso da oportunidade exploratória Esmeralda / Flavio Marcel Candeias da Silva.– 2024.
80 f. : il.

Orientador: Webster Ueipass Moriak.
Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.

1. Geologia - Teses. 2. Pré-sal – Santos, Bacia de - Teses. 3. Sedimentação e depósitos - Teses. 4. Tectônica de placas – Teses. I. Moriak, Webster Ueipass. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU: 551(81)

Bibliotecária Responsável: Priscila Freitas Araujo/ CRB-7: 7322

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

Flavio Marcel Candeias da Silva

**O impacto do propagador Abimael na tectônica de Sal no Sul da Bacia de Santos –
estudo de caso da oportunidade exploratória Esmeralda**

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Geologia e geofísica de margens tipo atlântico, Geofísica aplicada e Avaliação Geoeconômica de recursos minerais energéticos.

Aprovada em 03 de julho de 2024.

Orientador: Prof. Dr. Webster Ueipass Moriak
Faculdade de Geologia - UERJ

Banca Examinadora: _____

Prof. Dr. Andres Cesar Gordon
Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Júlio Cesar Horta de Almeida
Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Leandro Barros Adriano
Ecopetrol

Rio de Janeiro

2024

DEDICATÓRIA

Dedico a todos que, diante de momentos difíceis, transformam as dificuldades em oportunidades, convertendo infortúnios em empreendimentos.

Eu não teria iniciado este trabalho sem situações desafiadoras que enfrentei. Não que eu agradeça a existência dessas experiências, mas sou grato por ter sido capaz de transformá-las, ao menos em parte, em benefício.

Meu filho, Samuel Zahra Candeias, por existir, me proporcionou grande amadurecimento. Entretanto, um divórcio o levou a morar exclusivamente com sua mãe, e eu experimentei a dor e o sofrimento. No entanto, foi o tempo livre que morar sozinho proporciona, que eu empreguei na construção de algo novo, orientado a ele.

Minha menção vai ao desafio, que forneceu o combustível necessário para a elaboração deste trabalho. "— 'Obrigado, desafio!'"

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha sincera gratidão a todas as pessoas que contribuíram para este trabalho. Algumas contribuíram por meio de incansável dedicação, enquanto outras devido às suas posições, tomaram decisões que foram cruciais para este trabalho acontecer.

Destaco a empresa Viridien, anteriormente conhecida como CGG, representada por Anderson Cavalcante, e Adel Khalil, que possibilitaram o uso dos softwares da empresa e o armazenamento dos dados em disco durante a execução do projeto. Além disso, uma linha sísmica proprietária foi gentilmente cedida para o estudo. Essas decisões permitiram a realização das tarefas do projeto durante o tempo livre, o que tornou o projeto viável.

A Dra. Amanda Lira Porto teve um papel fundamental no direcionamento do estudo. Agradeço a todos os professores e consultores da UERJ mencionados - Prof. Dr. Webster U. Mohriak, Prof. Dr. Andres C. Gordon e Prof. Dr. Júlio C. H. de Almeida – pelos valiosos comentários e orientações que foram essenciais para o desenvolvimento do trabalho. No entanto, a Dra. Amanda merece reconhecimento especial por sua contribuição nos momentos mais desafiadores do projeto, dedicando seu tempo e esforço com uma generosidade notável. A todos vocês, meu sincero obrigado.

Em tudo dai graças; porque esta é a vontade de Deus em Cristo Jesus para convosco.

Tessalonicenses 5:18

RESUMO

SILVA, Flavio Marcel Candeias da. **O impacto do propagador Abimael na tectônica de Sal no Sul da Bacia de Santos – estudo de caso da oportunidade exploratória Esmeralda.** 2024. 80 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024.

O Graben Merluza e o Propagador Abimael são estruturas do embasamento que influenciam a espessura, geometria e formato das camadas evaporíticas, além da distribuição e geomorfologia das sequências do pós-sal no Sul da Bacia de Santos. Os altos estruturais do embasamento, associados à implantação do Propagador Abimael, atuam como barreiras físicas ao movimento do sal, uma vez que as sequências plásticas e móveis de evaporitos tendem a fluir para áreas com menor pressão de sobrecarga sedimentar. Considerando que a maioria dos alvos do pré-sal conta com a espessa camada de evaporitos como elemento selante, tais estruturas de embasamento podem tanto favorecer quanto comprometer potenciais alvos exploratórios de hidrocarbonetos, devido à sua influência na tectônica do sal. Este estudo se concentra no bloco exploratório Esmeralda, oferecido pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) em 2022, e examina o impacto de interpretações geológicas alternativas na avaliação econômica de alvos exploratórios do pré-sal no Sul da Bacia de Santos, em sua relação com o Propagador Abimael. Este trabalho deu origem a artigo científico publicado no Volume 148 da revista *Journal of South American Earth Sciences* em 15 de Novembro de 2024:

Palavras-chave: graben merluza; propagador Abimael; Bacia de Santos; Tectônica do sal; bloco de esmeralda; lead de esmeralda.

ABSTRACT

SILVA, Flavio Marcel Candeias da. **The Impact of the Abimael Ridge on Salt Tectonics in the Southern Santos Basin – A Case Study of the Esmeralda Exploration Block.** 2024. 80 f. Dissertation (Master's in Geoscience) – Faculty of Geology, University of Rio de Janeiro State, Rio de Janeiro, 2024.

The Merluza Graben and Abimael Ridge are primary basement structures, that profoundly influence not only on the thickness, geometry, and configuration of salt layers but also on the distribution and geomorphology of post-salt sequences in the southern Santos Basin. The basement highs, associated with the formation of the Abimael Ridge, act as a physical barrier to salt flow. Typically, plastic, mobile evaporite sequences tend to occupy areas with reduced overburden pressure. Given the prevalence of evaporite layers as sealing element in most pre-salt targets, these basement structures wield significant sway over the evaluation of hydrocarbon prospects in the region, either facilitating or impeding exploration endeavors. This study focuses on the Esmeralda exploration block, tendered by the Brazilian National Petroleum Agency (ANP) in 2022. We delve deep into the implications of alternative geological interpretations on the economic assessment of pre-salt exploration plays in the southern Santos Basin. This work led to a scientific article published in Vol. 148 of the Journal of South American Earth Sciences on November 15, 2024:

Keywords: merluza graben; abimael ridge; Santos Basin; salt tectonics; esmeralda block; esmeralda lead.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Localização da área de estudo no Sul da Bacia de Santos	21
Figura 2 –	Estratégia da interpretação utilizada durante o projeto	23
Figura 3 –	Curvas de perfilagem geofísica	25
Figura 4 –	Dado gravimétrico localização da área de estudo	26
Figura 5 -	Fórmula do atributo “Pseudo Relevo” – TecVa	27
Figura 6 -	Carta estratigráfica da Bacia de Santos	31
Figura 7 –	Principais modelos de acumulação da Bacia de Santos	39
Figura 8 –	Estágios de desenvolvimento de um rifte	40
Figura 9 –	Blocos diagrama mostrando a evolução de um sistema de falhas	42
Figura 10 –	Interação de falhas gerando acomodação	42
Figura 11 -	Diferentes tipos de geometria de diapiros de sal	43
Figura 12 -	Inline passando pelo poço	48
Figura 13 –	Inline cortando o meio do levantamento	49
Figura 14 –	Inline ao Norte da área de estudo	50
Figura 15 –	Crossline passando na região do Propagador Abimael	51
Figura 16 -	Mapa de contorno estrutural do fundo do mar	52
Figura 17 -	Mapa de contorno estrutural do topo do Cretáceo	53
Figura 18 –	Mapa de contorno estrutural do topo do sal	54
Figura 19 -	Mapa de contorno estrutural da base do sal	55
Figura 20 -	Mapa de contorno estrutural do topo do sag	56
Figura 21 –	Mapa de contorno estrutural do topo do rifte	57
Figura 22 -	Mapa de contorno estrutural do topo do embasamento	58
Figura 23 -	Mapa de contorno estrutural do embasamento com a projeção das principais falhas e feições geológica mapeadas em dados gravimétricos	59
Figura 24 -	Mapa de espessura do sal com as principais feições geológica mapeadas em dados gravimétricos e coordenadas dos Leads exploratórios apresentados sugeridos pela ANP	60
Figura 25 -	Exemplo da complexidade das estruturas de sal presentes na região em um trabalho existente	62
Figura 26 -	Mapa de contorno estrutural do topo do sal demarcado por domínios .	64

Figura 27 -	Linha Cortesia do levantamento Constellation Extension	68
Figura 28 -	Modelo de evolução proposto para a Linha em “L” cortesia do levantamento Constellation Extension	69
Figura 29 -	Exemplo de problema de imageamento em uma Crossline	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Horizontes para a realização do estudo	24
Tabela 2 –	Densidades médias esperadas	66
Tabela 3 –	Valores médios de tempo de trânsito	66
Tabela 4 –	Valores médios de resistividade	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
FWI	<i>Full waveform inversion</i>
g/cm ³	Grama por centímetro cubico
IL	Inline
Ohm.m	Ohm multiplicado por metros
PH3	Levantamento sísmico R0260_3D_BM_S_2_PH3
PSDM	<i>Pre-stack depth migration</i>
UTM	<i>Universal Transverse Mercator</i>
WGS-84	<i>World Geodetic System 1984</i>
XL	Crossline
µs/ft	Micro segundo por pés

LISTA DE SÍMBOLOS

×	Multiplicação
m	Metros
km ²	Quilômetros quadrados

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	17
1	OBJETIVOS	19
1.1	Motivação e relevância do estudo	19
1.2	Estruturação deste trabalho	20
2	LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DA ÁREA DE ESTUDO, MATERIAIS E MÉTODOS	21
2.1	Área de estudo	21
2.2	Oportunidades exploratórias existentes no Bloco de Esmeralda	22
2.3	Materiais e métodos	22
2.3.1	<u>Base de dados</u>	23
2.3.2	<u>Interpretação sísmica 3D</u>	24
2.3.3	<u>Interpretação de poço</u>	25
2.3.4	<u>Dado gravimétrico</u>	26
2.3.5	<u>Softwares</u>	27
2.3.6	<u>Atributos sísmicos</u>	27
3	BACIA DE SANTOS: ARCABOUÇO GEOLÓGICO E SISTEMA PETROLÍFERO	29
3.1	Introdução	29
3.2	Arcabouço geológico e evolução	29
3.2.1	<u>Fase rifte</u>	32
3.2.2	<u>Fase pós-rifte</u>	32
3.2.3	<u>Fase drifte</u>	33
3.2.4	<u>Propagador Abimael, Graben de Merluza e cadeia Avedis</u>	34
3.3	Sistema petrolífero da Bacia de Santos	35
3.3.1	<u>Rochas geradoras</u>	36
3.3.2	<u>Rochas reservatório</u>	36
3.3.3	<u>Rocha selo</u>	37
3.3.4	<u>Trapas</u>	37
3.3.5	<u>Migração</u>	38
3.3.6	<u>Sincronismo</u>	38

3.3.7	<u>Plays exploratórios</u>	38
4	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	40
4.1	<u>Riftes e margens rifteadas</u>	38
4.2	<u>Tectônica de sal</u>	42
4.2.1	<u>Movimentação do sal</u>	44
4.2.2	<u>Tectônica extensional e compressional na formação de diapiros</u>	44
4.3	Evolução evaporítica do Atlântico Sul	45
5	RESULTADOS	46
6	DISCUSSÃO	61
6.1	Discussão sobre trabalhos existentes até o presente	61
6.2	Correlação entre os dados sísmicos e gravimétricos. Calibração da interpretação do Embasamento na sísmica	62
6.3	Estudo da tectônica de sal através da interpretação dos dados sísmicos	63
6.4	Discussão sobre as oportunidades exploratórias no Bloco Esmeralda	65
6.5	Observação do poço	65
6.6	Modelo de evolução proposto para a área	67
7	CONCLUSÃO	71
	CONSIDERAÇÕES FINAIS	72

INTRODUÇÃO

A construção de modelos de velocidade intervalares é uma tarefa crucial para a geração de imagens sísmicas precisas em profundidade, especialmente no contexto da pré-migração em profundidade (PSDM). Nesse processo, o mapeamento das camadas de evaporitos ainda possui papel importante no processamento de imagens sísmicas. Essa necessidade decorre da instabilidade enfrentada pelos algoritmos de construção de modelos de velocidade intervalares, como a tomografia, e a inversão de forma de onda completa (FWI - full waveform inversion), (Lailly, 1983; Tarantola, 1984), em ambientes caracterizados por grande contraste de velocidade, como aqueles entre as rochas evaporíticas e as rochas encaixantes.

Além do grande contraste de velocidade, os evaporitos normalmente possuem geometria complexa, que aumenta a complexidade nas soluções de modelagem. Por essa razão, essas camadas são tratadas de maneira isolada durante o processo de imageamento, exigindo o mapeamento por meio de horizontes. Esse isolamento de camadas durante o processo de construção dos modelos de velocidade, permite a realização de diversos testes e estudos, como em casos de necessidade de cenários para a validação dos algoritmos.

A complexidade da geometria das estruturas salinas, está intimamente relacionada a tectônica salina, que impõe dois principais desafios para a atividade de exploração de hidrocarbonetos nesta região. Primeiramente, refere-se a qualidade da imagem sísmica, que depende destes modelos de velocidade intervalares, complexos e realistas, essenciais para garantir uma recuperação precisa do posicionamento das camadas do pré-sal. O segundo desafio está no risco de selo do alvo exploratório, uma vez que a camada evaporítica, ao longo da bacia é bastante heterogênea, com grandes variações de espessura. Janelas de sal podem permitir comunicação entre elementos do pré-sal e do pós-sal, resultando a vazamento de hidrocarbonetos através da interface sal/sedimento.

O sistema petrolífero do pré-sal brasileiro representa uma das maiores descobertas de petróleo das últimas décadas (Petersohn, 2019). Atualmente, a Bacia de Santos é a maior produtora de petróleo do Brasil, com diversos campos petrolíferos já em produção e desenvolvimento, incluindo o Campo de Tupi, o maior campo petrolífero do país (Mello *et al.*, 2021a). O Sul da Bacia de Santos detém um grande potencial exploratório a ser explorado nos próximos anos (Ávila, 2022).

O crescente número de descobertas de acumulações de hidrocarbonetos na porção pré-sal tem elevado não apenas a quantidade, mas também a relevância das pesquisas acadêmicas e estudos científicos relacionados à geologia e aos seus reservatórios.

As espessas camadas de evaporitos depositadas durante o final do Aptiano (Formação Ariri; Moreira *et al.*, 2007) apresentam uma ampla variedade morfológica na Bacia de Santos, formando estruturas salinas autóctones e alóctones. A camada de sal atua como o principal elemento selante dos sistemas petrolíferos do pré-sal e controla algumas estruturas do pós-sal envolvendo carbonatos Albianos e turbiditos siliciclásticos do Cretáceo Superior ao Paleógeno (Tisi, 1992).

Este estudo tem como objetivo abordar desafios relacionados à tectônica salina na Bacia de Santos, com foco em uma área de complexa geologia localizada na porção Sul da Bacia de Santos, considerada como uma área de fronteira para novas descobertas do pré-sal (Figura 1). Nesta área de estudo, notáveis estruturas de embasamento desempenham um papel importante na bacia: o Merluza Graben (Tisi, 1992; Mohriak *et al.*, 2008a; Pichel *et al.*, 2021), a cadeia de intrusões ígneas Avedis (Demercian, 1996; Demercian and Szatmari, 1999) e o Propagador Abimael (Mohriak, 2001; Mohriak and Szameitat, 2023). Essas estruturas foram reativadas durante a evolução da bacia, afetando a geometria, espessura e o fluxo do sal.

O bloco exploratório Esmeralda, oferecido pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) como parte da oferta permanente do pré-sal da Bacia de Santos, é o foco da interpretação sísmica deste estudo. A interpretação deste estudo, foi correlacionada com estudos gravimétricos anteriores, e dados de poços existentes. O estudo concentrou-se na descrição da complexidade da tectônica salina local, buscando revelar mais informações sobre duas oportunidades exploratórias apresentadas pela ANP no bloco Esmeralda, denominados leads de Esmeralda e Tupã. (Ávila, 2022).

1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo interpretar os principais elementos geológicos presentes na área do estudo, incluindo o Graben de Merluza, os depósitos do pré-sal, o Propagador Abimael margeado pelas intrusões Avedis e a camada evaporítica, buscando inferir um modelo de halocinese específico para essa região. Além disso, será discutido o impacto da tectônica de sal na qualidade do imageamento sísmico, bem como suas implicações nas possibilidades de sucesso exploratório dos alvos nessa área.

1.1 Motivação e relevância do tema de estudo

No Sul da Bacia de Santos, o bloco de Esmeralda, é um dos sete atuais blocos oferecidos sob o regime de oferta permanente de partilha e produção do Brasil (Ávila, 2022). Esse regime se aplica a bacias com elevado potencial de descobertas para petróleo e gás natural, visando recompor e ampliar as reservas nacionais e a produção brasileira desses recursos.

O bloco abriga duas oportunidades exploratórias identificadas pela ANP, denominados leads de Esmeralda e Tupã, ambos situados no play pré-sal composto por reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha (Ávila, 2022). A região Sul da bacia de Santos representa uma nova fronteira exploratória, recebendo bastante destaque em estudos recentes (Pichel et al., 2021, Gordon et al., 2023, Mohriak et al., 2023).

Além destas oportunidades exploratórias, a área de estudo engloba elementos do embasamento incluindo o Graben de Merluza, o propagador Abimael e um trecho da cadeia Avedis.

Conforme destacado na introdução, diversas atividades relacionadas à exploração de hidrocarbonetos exigem o mapeamento detalhado e compreensão aprofundada da tectônica salina. Durante o processo de imageamento, especialmente na construção do modelo de velocidades intervalares, os elementos de alto contraste são tratados de forma isolada (Marpeau, 2019), o que enfatiza a necessidade do mapeamento de camadas evaporíticas. Além disso, no estudo de possíveis alvos de hidrocarbonetos, os evaporitos possuem papel fundamental, pois além de poderem atuar como eficazes selos de armadilha de hidrocarbonetos, devido a sua impermeabilidade, a sua plasticidade deforma a geologia pós-

sal por meio da halosinese e do desenvolvimento de falhas. A compreensão da tectônica salina é essencial para o sucesso das atividades exploratórias, especialmente nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo.

1.2 Estruturação deste trabalho

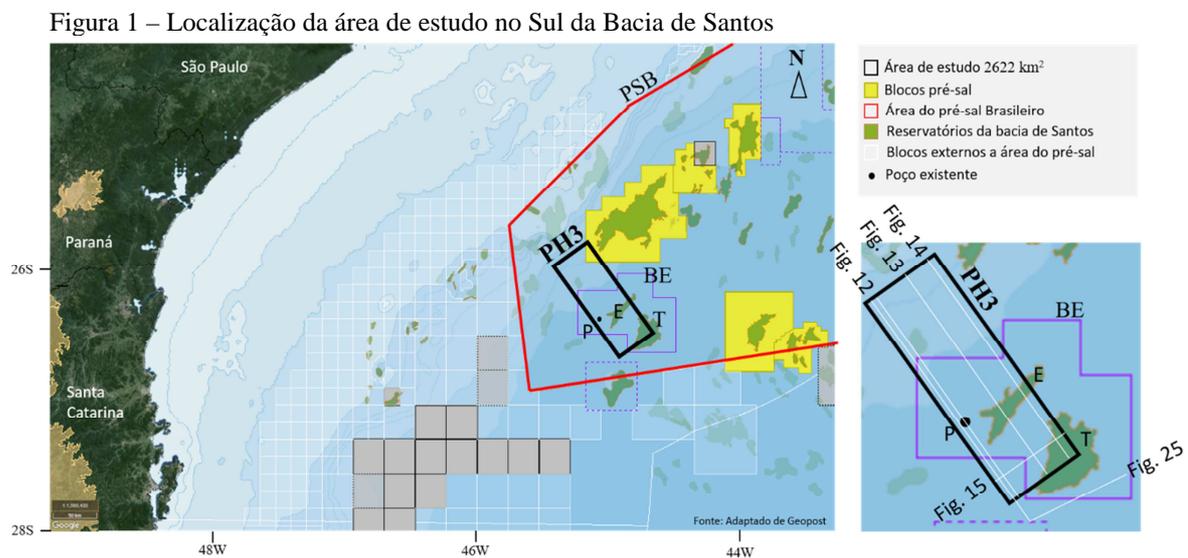
A dissertação em questão compreende sete capítulos. No primeiro, são delineados os objetivos e a motivação da pesquisa. O segundo capítulo dedica-se à identificação da área de estudo e à descrição dos dados e métodos utilizados. O terceiro capítulo consiste em uma revisão do arcabouço geológico da Bacia de Santos, juntamente com uma análise dos principais elementos do seu sistema petrolífero. O quarto capítulo aborda a halocinese. Os resultados da pesquisa são apresentados no quinto capítulo, seguidos das discussões no sexto. Por fim, as conclusões são expostas no sétimo capítulo.

2 LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DA ÁREA DE ESTUDO, MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Área de estudo

A área de estudo abrange 2622 km² localizados dentro do polígono demarcado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), conhecido pela indústria como a região do pré-sal Brasileiro (PSB), destacada na cor vermelha na Figura 1. O foco deste estudo recai sobre a região do levantamento sísmico realizado na Bacia de Santos, identificado pelo nome de R0260_3D_BM_S_2_PH3, indicado em preto na Figura 1.

Este levantamento sísmico abrange parte do bloco exploratório ofertado pela ANP denominando Esmeralda, onde duas oportunidades exploratórias, conhecidas como leads, foram identificadas: Esmeralda e Tupã. O Bloco de Esmeralda atualmente possui um poço, o BRSA-757B. O survey R0260_3D_BM_S_2_PH3, referido neste estudo como PH3, cobre parcialmente as oportunidades exploratórias identificadas pela ANP.



O polígono preto corresponde a área de estudo, onde está localizado o cubo sísmico (PH3), cobrindo parcialmente o bloco de Esmeralda (BE, em azul). Leads existentes, identificados pela ANP Esmeralda e Tupã (E e T, em verde). Poço existente BRSA-757B (P, círculo preto). Polígono do Pré-sal Brasileiro (PSB, em vermelho). Grid dos demais blocos do Sul da Bacia de Santos está em branco. A direita observa-se um zoom na área de estudo e a localização das linhas apresentadas no trabalho.

Fonte: Modificado de Geopost.

2.2 Oportunidades exploratórias existentes no Bloco de Esmeralda

Os Leads Esmeralda e Tupã, identificados pela ANP no Bloco de Esmeralda (Figura 1), têm como alvo reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha, Ávila (2022).

A oportunidade de Esmeralda, é delimitada por uma falha normal de grandes deslocamentos, apresentando fechamento bem definido em quatro direções. O volume não riscado estimado para esse lead foi de 1,93 bilhões de barris.

A segunda oportunidade, Tupã, está localizada em uma das porções elevadas do Alto Externo da Bacia de Santos. Trata-se de uma armadilha de hidrocarbonetos mista com pinch-out contra o embasamento e parte do fechamento estrutural, condicionada por falhas geológicas com forte componente regional. Foi estimado um volume médio não riscado de 3,95 bilhões de barris para esse lead (Ávila, 2022).

2.3 Materiais e métodos

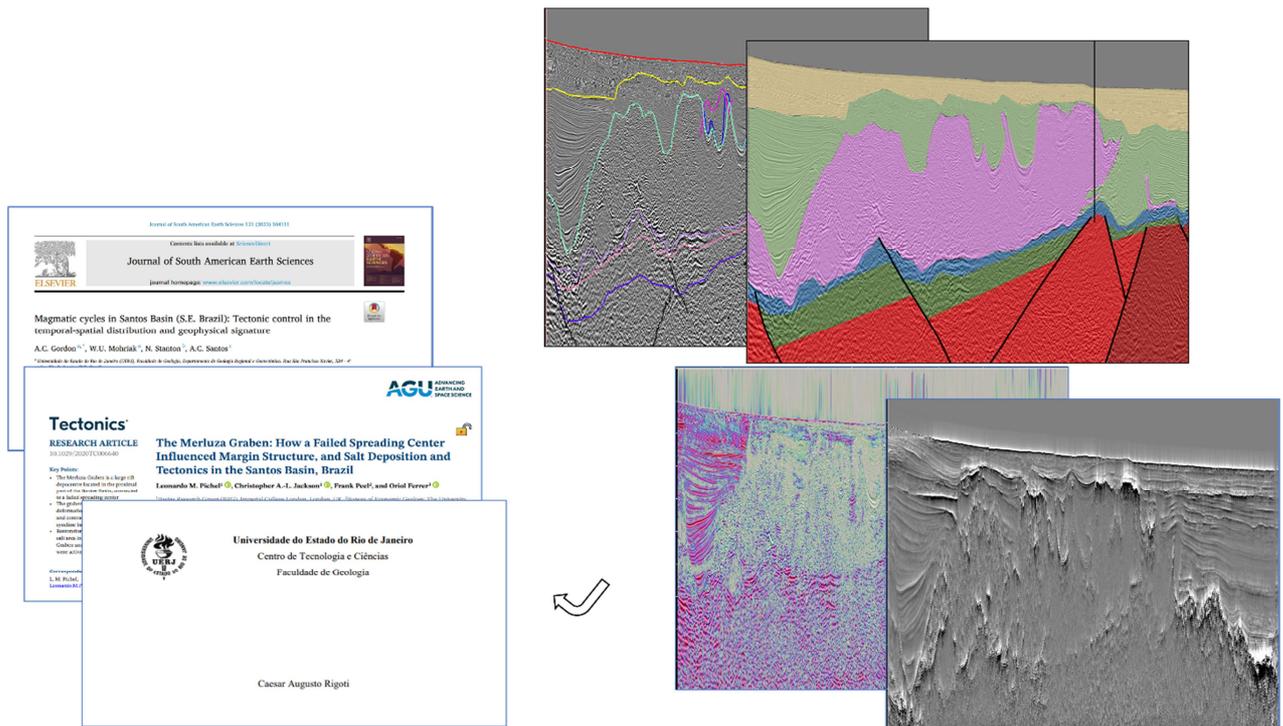
Durante a condução deste estudo, adotou-se uma estratégia iterativa que se retroalimentou ao longo de todo o processo. Inicialmente, dedicou-se à revisão de artigos técnicos e a revisão geológica detalhada da área de estudo. Em seguida, os dados sísmicos e os principais horizontes foram mapeados em 3D, começando com um grid esparso. Esse primeiro mapeamento permitiu a elaboração do modelo geológico inicial.

Posteriormente, o modelo foi revisado com base em atributos sísmicos, resultando em reinterpretções e correções que refinaram os horizontes previamente definidos. A inclusão dos dados dos poços permitiu calibrar os horizontes interpretados, contribuindo para a elaboração de um modelo geológico mais preciso.

Além disso, o modelo geológico também foi calibrado com base no mapa gravimétrico de Gordon *et al.*, (2024), o que possibilitou a validação da interpretação do embasamento e a localização precisa das principais estruturas, como o Graben de Merluza e o Propagador Abimael, e posteriormente a cadeia Avedis, identificados no mapa gravimétrico por meio de polígonos, e amarrados com a sísmica.

Em seguida, ampliou-se a pesquisa de artigos técnicos para melhor compreensão da área de estudo, estimulando novas interpretações e refinamento dos horizontes. Esse ciclo se retroalimentou repetidas diversas vezes ao longo do projeto, conforme ilustrado na Figura 2.

Figura 2 – Estratégia de interpretação utilizada durante o projeto



Esquema da estratégia em fluxo de interpretação utilizada durante o projeto.

2.3.1 Base de dados

A sísmica 3D utilizada neste estudo, foi gentilmente cedida pela ANP, o dado cobre uma área de 2622 km² do Sul da bacia de Santos dentro do polígono do pré-sal. Denominada R0260_3D_BM_S_2_PH3 (PH3), a aquisição sísmica foi conduzida pela companhia Baker Hughes em 2001 e reprocessado pela Westerngeco em 2013. Para imageamento, foi empregado o algoritmo Kirchhoff Pre-Stack Depth Migration (PSDM).

O cubo sísmico 3D PH3, foi processado no datum WGS-84 em projeção UTM zona 23S, e as Inlines e Crosslines foram nomeadas em um grid de processamento 6.25 x 15 m (XL/IL). Com Inlines a cada 30 m e Crosslines a cada 25 m de distância, cobrindo os 2622 km², com um comprimento de registro de 12 km, e amostras a cada 5 metros de profundidade.

Adicionalmente, o estudo recebeu uma linha cortesia de outra campanha sísmica: O levantamento Constellation Extension de 2011, de propriedade da Viridien (Figura 12a). Esta linha, uma Reverse Time Migration Time-Lag FWI processada em 2013, apresenta sobreposição ao atributo fase instantânea. Com formato em “L”, ela atravessa a área de estudo, passando próxima ao poço BRSA-757B e transpondo a Propagador Abimael (Figura 1).

As duas oportunidades exploratórias existentes no bloco de Esmeralda tiveram seus polígonos de coordenadas baixas de dados da ANP disponíveis na internet.

2.3.2 Interpretação sísmica 3D

A interpretação dos horizontes sísmicos foi realizada em grid 500 x 1200 m (XL/IL). Em seguida, esses horizontes foram suavizados utilizando um suavizador de mediana com janela de 500 metros.

Essa interpretação dos horizontes resultou na criação de um modelo geológico, o qual foi ajustado de acordo com os marcadores fornecidos pelo poço existente, o BRSA-757B. A estimativa das idades dos eventos mapeados foi baseada no trabalho de Pichel *et al.* (2021). Os seguintes horizontes foram interpretados no estudo:

Tabela 1 – Horizontes interpretados para a realização do estudo

Horizontes Interpretados em 3D
Fundo do mar
Topo do Cretáceo
Topo do sal
Base do sal
Topo do sag
Topo do rifte
Embasamento

Fonte: O autor, 2024.

A interpretação dos horizontes possibilitou a elaboração do modelo geológico, que foi amarrado ao perfil composto do poço existente na área e aferido ao mapa gravimétrico de Gordon *et al.*, (2024).

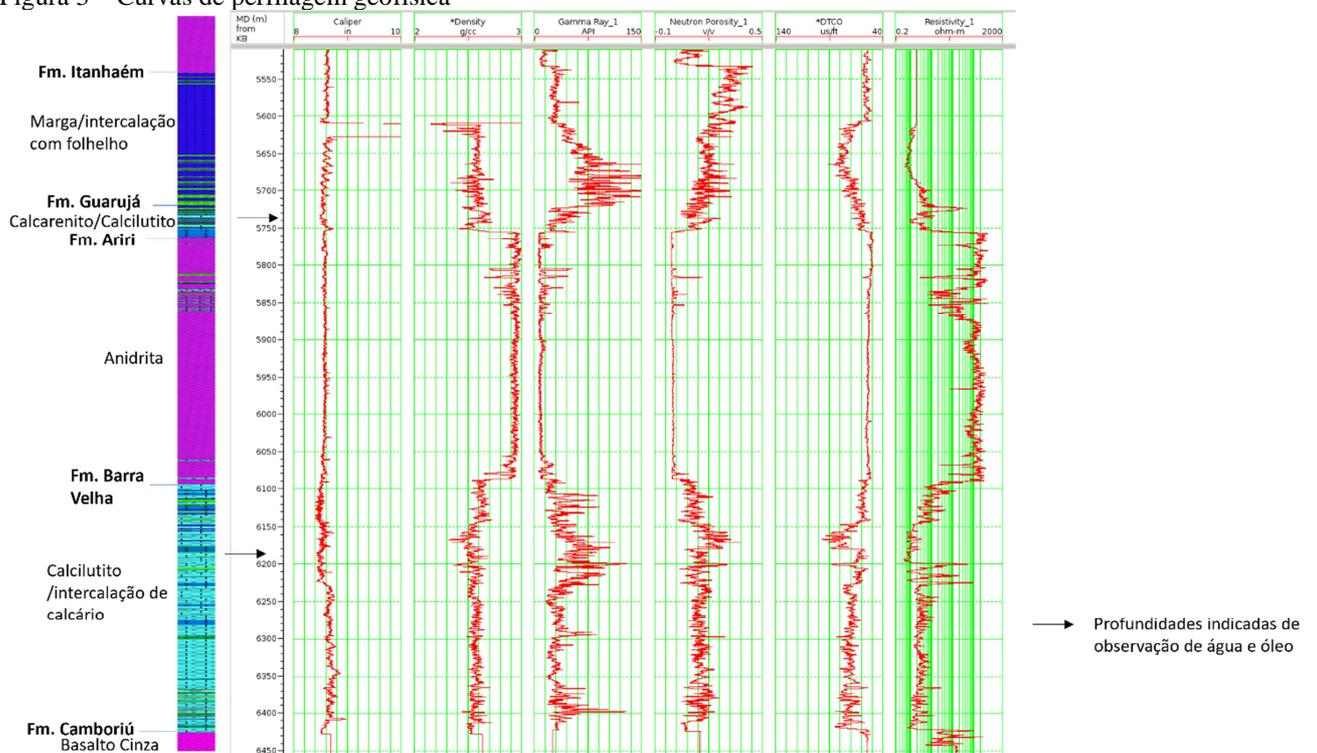
2.3.3 Interpretação de poço

O poço BRSA-757B, perfurado no ano de 2009, registou óleo e água nos calcarenitos da Formação Guarujá a 5742m e no calcário microbial da Formação Barra Velha a 6194m. Devido à subcomercialidade, o poço foi abandonado.

As informações obtidas do poço incluem o perfil composto e os perfis de perfilagem geofísica, que foram recuperados somente a partir de 5550m de profundidade.

Na Figura 3, são apresentadas as litologias extraídas do perfil composto com os principais marcadores geológicos e as curvas elétricas (caliper, densidade, gama-ray, nêutron, sônico e resistividade). Além disso, é mostrada a projeção deste poço na sísmica.

Figura 3 – Curvas de perfilagem geofísica

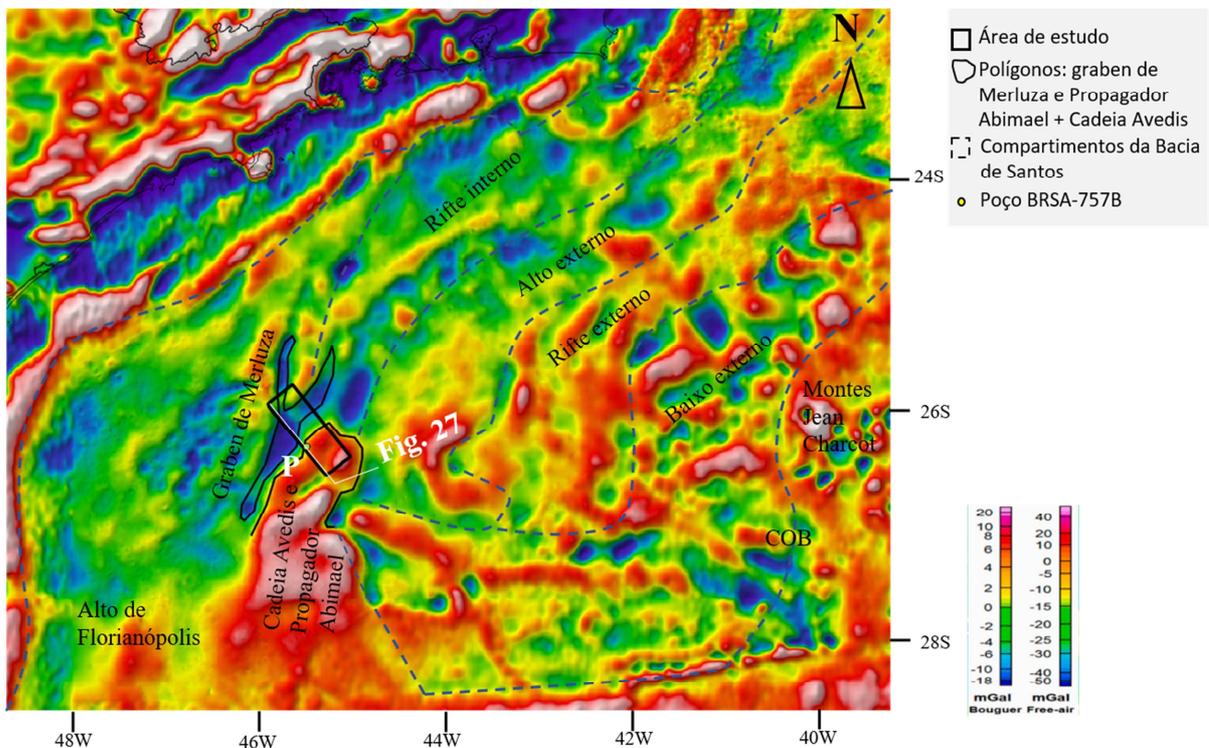


Legenda: Perfis de perfilagem geofísica: Caliper, densidade, Gama-Ray, Nêutron, Sônico e Resistividade.
Fonte: O autor, 2024.

2.3.4 Dado gravimétrico

As coordenadas do levantamento PH3 foram plotadas no mapa gravimétrico Bouguer residual do trabalho de Gordon *et al.*, 2024, que se baseia em dados de satélite de Sandwell *et al.*, (2014). Nesse contexto, as anomalias gravimétricas foram correlacionadas com os valores esperados de profundidade do embasamento, permitindo que as principais estruturas geológicas do local de estudo fossem delimitadas por meio de polígonos: o Graben de Merluza (representado por valores negativos) e o Propagador Abimael (representado por valores positivos). Estes polígonos foram cruciais para calibrar e posicionar as interpretações sísmicas, estabelecendo uma relação com as falhas do modelo geológico construído a partir dos horizontes interpretados. Posteriormente, notou-se que o polígono que delimitou o Propagador Abimael incluía em cores quentes, a Oeste, parte da cadeia de intrusões ígneas Avedis. Na representação visual da Figura 4, as cores frias indicam baixos gravimétricos, enquanto as cores quentes representam altos.

Figura 4 – Dado gravimétrico localização da área de estudo



Mapa gravimétrico regional com os principais elementos tectônicos da Bacia de Santos. Área de estudo demarcada no retângulo (em preto). Localização aproximada da linha sísmica de Cortesia (em branco). Poço existente (P), círculo (em amarelo). O mapa apresenta os dois polígonos construídos delimitando o Graben de Merluza e o Propagador Abimael com parte da cadeia Avedis em sua porção Oeste. Fonte: modificado de Gordon *et al.*, (2024).

2.3.5 Softwares

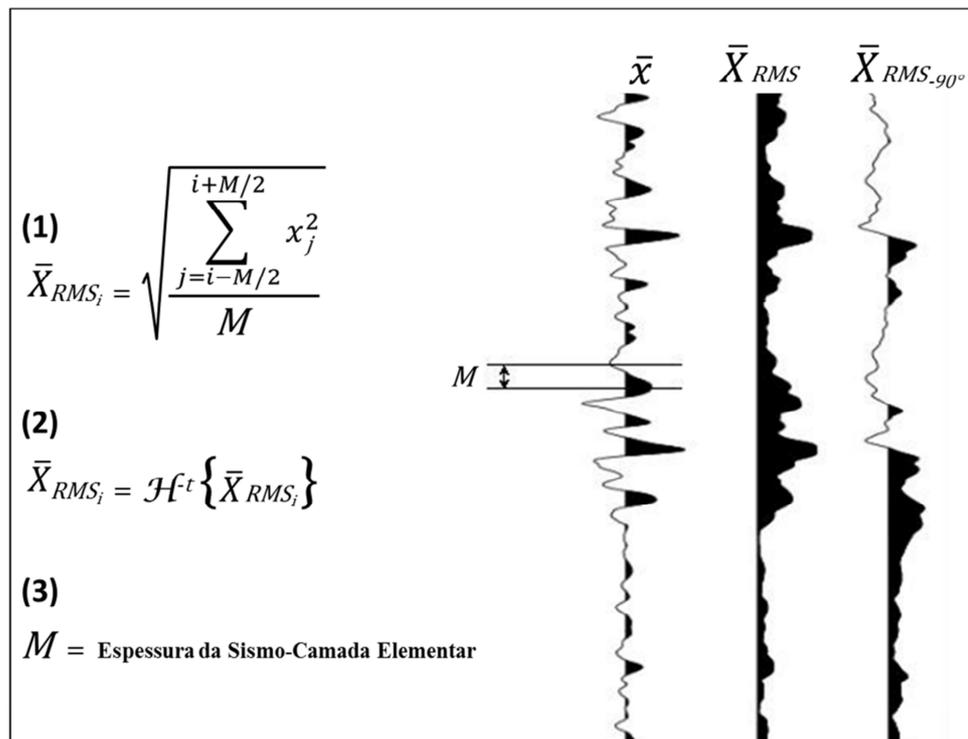
Para este estudo, contamos com a generosa disponibilização de softwares pela Viridien. Foi utilizado Tornado (versão 5.9.0) para interpretações geológicas, a plataforma Geovation2 para carregar os dados SEG Y e o softwares Geopost para identificar e construir mapas localização. Qgis também foi utilizado para mapas.

2.3.6 Atributos sísmicos

Atributos sísmicos “Pseudo Relevô” - TecVa de Bulhões (2005), Coerência e Fase Instantânea foram utilizados para o auxílio da interpretação de camadas geológicas, falhas e outras feições estruturais.

O Pseudo Relevô, utiliza a amplitude RMS ou a média dos valores absolutos (A_j), e rotação de fase em -90° , de acordo com a formulação a seguir: (Bulhões *et al.* 2005).

Figura 5 – Fórmula do atributo “Pseudo Relevô” – TecVa



Legenda: (1) é a média RMS, (2) é a transformada inversa de Hilbert, rotação de fase -90° e (3) é a medida da janela de ponderação equivalente a SCE.

Fonte: Bulhões *et al.* 2005.

O Atributo de Coerência mensura a similaridade entre os traços sísmicos adjacentes (Chopra and Marfurt, 2007). Ao visualizá-lo em cortes de profundidade 3D, é possível aprimorar interpretações estratigráficas, como identificação de canais e depósitos de transporte em massa, além de facilitar a detecção de falhas.

A impedância acústica, influenciada por fatores como litologia, porosidade, densidade e tipos de fluidos das camadas, é refletida nas medidas de coerência dos traços sísmicos, as quais podem evidenciar semelhanças ou discontinuidades em características geológicas.

Por sua vez, o atributo Fase Instantânea destaca discontinuidades e limites de sequência. Diferentemente das informações de amplitude, a fase do traço sísmico é independente, relacionando-se apenas com as características de propagação da frente de onda acústica. Assim, o atributo Fase Instantânea realça a continuidade lateral, sem depender da amplitude do traço sísmico.

3 BACIA DE SANTOS: ARCABOUÇO GEOLÓGICO, EVOLUÇÃO DO SISTEMA PETROLÍFERO

3.1 Introdução

A Bacia de Santos está localizada na região Sudeste da margem continental brasileira, abrangendo aproximadamente 350.000km² até a cota batimétrica de 3000m, com uma orientação geral de NE-SW. Situada entre os paralelos 23° e 28° Sul. Estende-se ao longo dos litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina.

Ao Norte, faz limite com a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio, enquanto ao Sul, encontra-se com a com a Bacia de Pelotas, sendo separadas pela Plataforma de Florianópolis e pela Dorsal de São Paulo (Moreira *et al.*, 2007).

3.2 Arcabouço geológico e evolução

A Bacia de Santos faz é parte de um sistema de riftes continentais que se desenvolveu durante o Cretáceo Inferior, resultando na ruptura do Gondwana e na formação de margens divergentes passivas (Asmus *et al.*, 1973; Asmus, 1984; Chang *et al.*, 1992; Mohriak, 2003). Com uma espessura sedimentar de até 15 quilômetros, incluindo a sequência rifte, depositada sobre uma crosta afinada (Karner, 2000; Modica and Brush, 2004; Mio, 2005; Gamboa *et al.*, 2008, 2021; Baptista *et al.*, 2023).

O embasamento cristalino da Bacia de Santos, aflorando na parte terrestre, é composto por granitos e gnaisses pré-cambrianos do Complexo Costeiro e por metassedimentos da Faixa Ribeira (Moreira *et al.*, 2007). Nas partes mais rasas da Bacia de Santos, segundo Macedo (1989), é composta predominantemente pelo Cinturão Ribeira. As partes mais profundas da bacia podem também ser compostas por porções da crosta continental estirada provenientes do Cinturão Ribeira.

Na sequência inferior Neocomiana, a Bacia apresenta rochas vulcânicas basálticas, assim como nas bacias de Campos e Pelotas, que podem ser correlacionadas com os derrames Serra Geral da bacia do Paraná (Amaral *et al.*, 1967; Fodor *et al.*, 1983; Fodor and Vetter,

1984; Mizusaki, 1992 e 1998). Os derrames também podem ser correlacionados com os derrames da Kaoko, na margem Africana (Pacca and Hiodo, 1976; Bellieni *et al.*, 1984).

A evolução da Bacia de Santos se deu em três fases tectônicas de evolução na maioria das bacias da margem Sudeste brasileira: rift, o pós-rift ou sag e fase drift (Moreira *et al.*, 2007).

3.2.1 Fase rifte

O processo inicial do rifteamento provavelmente foi desencadeado pela extensão da litosfera juntamente com o impacto da pluma mantélica Tristão da Cunha (Quirk *et al.*, 2013). Esse evento causou uma significativa anomalia térmica, resultando em elevação regional e vulcanismo intenso (White and McKenzie, 1989; Mohriak *et al.*, 2010,2021; Quirk *et al.*, 2013; Mohriak, 2019a). Os intensos fluxos de lava originaram a basaltos toleíticos (Mohriak *et al.*, 2021 apud Mizusaki *et al.*, 1992) possivelmente correlacionados aos fluxos de Serra Geral da Bacia do Paraná do Cretáceo Inferior, que constituem ao embasamento vulcânico pré-rift da Bacia de Santos (Amaral *et al.*, 1967; Fodor *et al.*, 1983; Fodor and Vetter, 1984; Mizusaki, 1988 e 1992).

O rifteamento inicial do continente deu origem a um sistema lacustre distribuído entre o Brasil e a África. Inicialmente de água doce, esses lagos passaram por uma transição para água salobra e salina registrada no topo das sequências da bacia (Farias *et al.*, 2019). Esses lagos profundos foram importantes para a deposição e preservação das rochas geradoras, alimentando os principais campos petrolíferos do pré-sal (Mohriak *et al.*, 2009b; Mello *et al.*, 2021b). As sequências pré-rift e syn-rift são compostas por três formações:

- a) Formação Camboriú: composta por derrames basálticos basalto cinza escuro, que recobrem discordantemente o embasamento cristalino pré-Cambriano, definindo o embasamento econômico da Bacia de Santos
- b) Formação Piçarras: composta por leques aluviais de conglomerado e arenito polimíticos nas porções proximais e por arenitos siltitos e folhelhos de origem lacustres nas porções distais.
- c) Formação Itapema: composta por conglomerado e arenitos de leques aluviais na porção proximal, e intercalações de calcirruditos e (fragmento de conchas) e folhelhos escuros ricos em matéria orgânica nas porções distais.

3.2.2 Fase pós-rifte

Após a fase de rifteamento, desenvolveu-se um sistema lacustre salobro o qual evoluiu para um sistema marinho restrito entre a África e o Brasil, onde carbonatos e evaporitos foram depositados durante o Aptiano Tardio (Guardado *et al.*, 1989; Chang *et al.*, 1992; Davison, 2007; Davison *et al.*, 2012; Quirk *et al.*, 2012; Mohriak *et al.*, 2021). Moreira *et al.*, 2007, destacam duas formações na fase pós-rifte: Barra Velha e Ariri.

- a) Formação Barra Velha: Depositada em ambiente transicional entre continental e marinho raso bastante estressante. Divide-se em duas sequências. A sequência mais antiga, depositada após a quebra da plataforma e é composta por calcários microbiais, estromatólitos e lamitos nas porções proximais e de folhelhos nas porções distais. A sequência mais recente, datada do Neoptiano foi depositada discordantemente sobre o pacote Eoaptiano. Predominante composta por calcários microbiais intercalados com folhelhos, apresenta também leques aluviais de arenitos e conglomerados na porção proximal. As Plataformas carbonáticas se desenvolveram em regiões mais elevadas da bacia sedimentar, enquanto os depósitos de coquina se acumularam em altos estruturais. Localmente, os carbonatos do pré-sal formam build-ups elevados interpretados como microbialitos, cuja a origem ainda é objeto de debate (Sabato Ceraldi and Green, 2016; Wright, 2020; Mohriak *et al.*, 2021).
- b) Formação Ariri: Deposita-se durante a fase marinha restrita no final da pós rifte (Moreira, 2007). Principalmente composta por halita e anidrita, também estão presentes sais solúveis como taquidrita, carnalita e localmente silvinita (Moreira *et al.*, 2007). O Alto de Florianópolis Sul, atuou como uma barreira, enquanto que ao Sul haviam condições francamente marinhas (Mohriak; Szatmar; Anjos, 2008b), propiciando a deposição dos evaporitos Aptianos da Formação Ariri, que se acumulam mais de 2000 metros de espessura em um curto período de tempo (Chang *et al.* 1990). Em alguns locais da Bacia de Santos, encontram-se muralhas de até 5000 metros de espessura. A Bacia de Santos é a região de maior ocorrência de evaporitos na costa atlântica brasileira (Vidal *et al.*, 2003; Jackson *et al.*, 2015).

3.2.3 Fase drifte

A fase drifte é composta por sedimentos marinhos depositados do Albiano ao recente, incluindo sequências carbonáticas e siliciclásticas (Mohriak, 1989). A tectônica salina deformou intensamente esses depósitos, criando minibacias entre diapiros. As unidades geológicas Camburí, Frade e Itamambuca caracterizam essa fase e se dividem da seguinte maneira:

- a) Grupo Camburi: composto pelas formações Florianópolis, Guarujá e Itanhaém. Representa o início da transgressão marinha na Bacia de Santos segundo (Garcia *et al*, 2012). Essas formações apresentam uma variedade de sedimentos, desde siliciclásticos até carbonáticos, refletindo a transição de ambientes continentais para marinhos. Além disso, registram-se depósitos deltaicos e aluviais em leques proximais, seguidos por folhelhos e margas de plataforma em áreas distais. Segundo Moreira *et al.* (2007) essa fase transgressiva, representada pelo Grupo Camburi, culmina com a deposição dos folhelhos anóxicos da transgressão Turoniana.
- b) Grupo Frade: engloba as formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e o Membro Ilhabela. Representa uma fase de regressão marinha. A Formação Santos é composta predominantemente por conglomerados continentais, a Formação Juréia por arenitos plataformais e costeiros, e a Formação Itajaí-Açu composta de siltitos, folhelhos, diamictitos e margas.
- c) Grupo Itamambuca: inclui leques aluviais, pelitos e arenitos batiais (Moreira *et al.*, 2007). Nas porções distais encontra-se siltitos folhelhos, diamictitos e margas da Formação Marambaia, ainda com a presença de arenitos turbidíticos do Membro Maresias.

3.2.4 Propagador Abimael e Graben de Merluza e cadeia Avedis

Na porção Sul da Bacia de Santos, destacam-se importantes feições geológicas de grande relevância observadas nos dados gravimétricos: como o Propagador Abimael, o Graben de Merluza e a cadeia Avedis. A interação entre o Propagador Abimael e o Graben de Merluza, bem como sua possível influência na tectônica salífera da região, já recebeu estudos de autores como Mohriak (2001), Pichel *et al.*, (2021) e Mohriak and Szameitat, (2023).

A cadeia Avedis, por sua vez, consiste de intrusões ígneas predominantemente orientadas na direção NE-SW, (Demercian, 1996; Demercian and Szatmari, 1999; Meisling *et al.*, 2001), essa feição também se destaca no contexto geológico da bacia.

O Propagador Abimael, é uma feição estrutural proeminente provavelmente associada a um centro de expansão abortado ou propagador oceânico. Sua formação ocorreu durante o Aptiano tardio até o início do Albiano, avançando de Pelotas para a Bacia de Santos

(Mohriak, 2001; Mohriak *et al.*, 2008; Mohriak e Fainstein, 2012; Kukla *et al.*, 2018; Neuharth *et al.*, 2021; Pichel *et al.*, 2021). Destacando-se em levantamentos gravimétricos e magnéticos, apresenta uma estrutura em forma de V indicando sua propagação para o Norte (Mohriak and Leroy, 2013; Mohriak *et al.*, 2022; Mohriak and Szameitat, 2023). Caracteriza-se por proeminentes altos, e a falta de camadas de sal autóctones no embasamento vulcânico neoformado (Mohriak e Leroy, 2013). A propagação da dorsal proto-oceânica aparentemente resultou na separação incipiente da bacia salina, mas foi abortada devido a uma transferência de tensões para o Leste (Kumar and Gamboa 1979; Mohriak 2001). A divisão das massas evaporíticas na parte Sul da bacia foi comparada ao atual Mar Vermelho (Mohriak and Leroy, 2013; Mohriak, 2019b, 2014; Mohriak *et al.*, 2023).

Interpretações alternativas para a propagador Abimael incluem rochas vulcânicas na crosta continental crosta proto-oceânica ou até rochas do manto exumadas (Karner, 2000; Meisling *et al.*, 2001; Gomes *et al.*, 2012; Zalán *et al.*, 2011).

E o Graben de Merluza que é uma estrutura resultante dos esforços distensionais ocasionados pelo Propagador Abimael (Mohriak *et al.*, 2010). Pichel *et al.*, (2021) concordam, descrevendo as dimensões do graben com mais 160 km de comprimento e 15 a 20 km de largura, em média. Com tendência NNE no Sul e NE no Norte, as principais falhas delimitadoras do Merluza Graben foram ativas ou reativadas após a deposição de sal (Pichel *et al.*, 2021).

3.3 Sistema petrolífero da Bacia de Santos

O Sistema Petrolífero compreende a interação complexa de diversos elementos e processos que culminam na formação e acumulação de hidrocarbonetos. Este sistema abrange a cozinha de geração, rochas reservatórias, selos, sobrecarga sedimentar e os mecanismos de formação de armadilhas, bem como os processos de geração, migração e acumulação dos hidrocarbonetos (Vidal *et al.*, 2003).

Para que ocorra uma acumulação de hidrocarbonetos, todos esses elementos e processos precisam estar coordenados de forma precisa e adequada (Vidal *et al.*, 2003). Em outras palavras, um sistema petrolífero pode se desenvolver em qualquer local onde esses fatores estejam presentes ou onde exista uma probabilidade razoável de ocorrerem (Magoon and Dow, 1994).

Um conceito fundamental dentro do contexto do sistema petrolífero são as rotas de migração, que servem para conectar a cozinha de geração às acumulações de hidrocarbonetos. Essas rotas desempenham um papel crucial no transporte dos hidrocarbonetos ao longo do subsolo, desde sua origem até os reservatórios onde podem se acumular em quantidades comerciais (Magoon and Dow, 1994).

A seguir, serão detalhados os principais elementos que compõem o sistema petrolífero da Bacia de Santos, fornecendo uma compreensão abrangente das características e interações específicas que influenciam a exploração e produção de petróleo e gás nessa região.

3.3.1 Rochas geradoras

Na Bacia de Santos ocorrem dois intervalos geradores de hidrocarbonetos: a porção superior do grupo Guaratiba, Formação Piçarras e a porção inferior da Formação Itajaí-Açu. (Chang *et al.*, 2008).

A Formação Piçarras, do Grupo Guaratiba, foi depositada no período pré-sal. Gera óleos proveniente de ambiente lacustre salino de deposição durante o Aptiano quando o sistema de lagos existente passou a receber águas salinas provindas do Sul.

Do período de deposição pós-sal, a Formação Itajaí-Açu, do Grupo Santos, depositou-se em ambiente marinho anóxico, durante o Cenomaniano/Meso-Turoniano. Sua deposição constitui-se de algas marinhas, pólenes, esporos e fragmentos de vegetais terrestres. (Vidal *et al.*, 2003).

3.3.2 Rochas reservatório

Existem diversos tipos de rochas reservatório na Bacia de Santos, classificados em quatro grupos:

- a) Carbonatos lacustres do Cretáceo, pertencentes ao Grupo Guaratiba, encontrados no pré-sal;
- b) Arenitos de ambiente marinho raso, também do Grupo Guaratiba, identificados no pós-sal;

- c) Arenitos turbidíticos do Grupo Santos, também no pós-sal;
- d) Arenitos turbidíticos do Grupo Marambaia, também no pós-sal.

3.3.3 Rochas selo

Na Bacia de Santos, há várias possibilidades de rochas selantes. Uma delas são os próprios pelitos e calcilutitos intercalados dentro dos reservatórios. Na seção rifte, de grande destaque são os evaporitos da Formação Ariri, que contêm diapiros, muralhas, lençóis de sal e outros padrões geométricos, oferecendo um ótimo selo para confinar hidrocarbonetos.

3.3.4 Trapas

Na Bacia de Santos, encontramos uma variedade de armadilhas, incluindo as estruturais, estratigráficas e mistas. Os evaporitos desempenham um papel crucial nessas armadilhas, especialmente aquelas relacionadas à halocinese, tanto no pré-sal quanto no pós-sal. Mesmo as armadilhas estratigráficas, inicialmente predispostas ao armazenamento, acabam sendo afetadas pela halocinese, resultando em armadilhas mistas de hidrocarbonetos (Vidal *et al.*, 2003).

Um tipo comum de armadilha em áreas com intensa halocinese, especialmente em regiões de águas profundas, é o aprisionamento de corpos arenosos contra a parede de domos e diapiros salinos (pinch-out).

As áreas de alto relevo na base dos evaporitos aprisionam hidrocarbonetos migrados das rochas geradoras localizadas abaixo das camadas de sal. Essas armadilhas, conhecidas como pré-sal, estão situadas abaixo das camadas de sal.

3.3.5 Migração

A sequência evaporítica desempenha um papel crucial no fluxo de hidrocarbonetos na Bacia de Santos devido à sua baixíssima permeabilidade. Os hidrocarbonetos gerados na seção rifte migram até esta seção basal utilizando esta, como carrier-bed. As rotas de migração são direcionadas pela geometria da base do sal em suas redes de drenagem. Uma vez superadas as barreiras impostas pelos evaporitos, o fluxo de hidrocarbonetos se concentra nas falhas distensionais lítricas associadas aos domos e diapiros de sal, ou em falhas de transferência, até as armadilhas.

Outro fator bastante relevante no estabelecimento de rotas de fluxo de hidrocarbonetos são as falhas já existentes que possibilitam a percolação e movimentação de fluidos para camadas de menor pressão.

Hidrocarbonetos gerados na Formação Piçarras, do Grupo Guaratiba, depositada no período pré-sal, migraram preferencialmente por contato direto e por falhas lítrica. Hidrocarbonetos gerados na Formação Itajaí-Açu, do Grupo Santos, pós-sal, migraram preferencialmente pelas falhas lítricas ou de transferência originadas pela halocinese.

3.3.6 Sincronismo

A comprovada existência de hidrocarbonetos através de poços produtores existentes na Bacia de Santos, comprova condições de sincronismo apropriada. Em outras palavras, todos os elementos do sistema petrolífero foram originados em ordem de escala de tempo apropriada. Permitindo a geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos.

3.3.7 Plays exploratórios

A Bacia de Santos abriga pelo menos quatro sistemas petrolíferos distintos. São eles:

1. Play pré-sal da Bacia de Santos: Este sistema é caracterizado pela geração de hidrocarbonetos a partir de folhelhos lacustres intercalados com carbonatos, da Formação Piçarras, depositados em ambiente lacustre salino durante o final

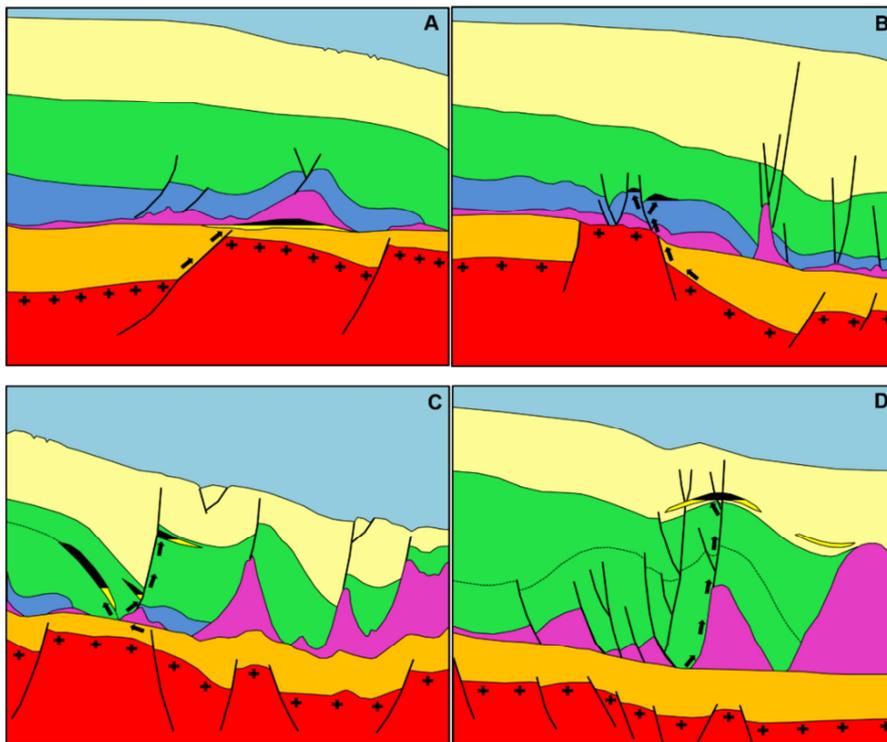
da fase de rifte, no Aptiano. Acumulações significativas também são encontradas em carbonatos das formações Itapema e Barra Velha (Figura 7a),

2. Segundo Play: Neste sistema, há também a geração de hidrocarbonetos a partir dos folhelhos lacustres intercalados com carbonatos da Formação Piçarras. No entanto, as acumulações estão predominantemente em calcários oolíticos da Formação Guarujá (Figura 7b),

3. Terceiro Play: Aqui, a geração de hidrocarbonetos ocorre em folhelhos marinhos anóxicos da Formação Itajaí-Açu, com acumulações em arenitos turbidíticos neoturonianos a eosantonianos do Membro Ilhabela (Figura 7c),

4. Reservatórios Siliciclásticos: Além dos sistemas mencionados, existem reservatórios compostos por arenitos das formações Santos e Juréia, bem como arenitos turbidíticos da Formação Marambaia (Figura 7d).

Figura 7 –Principais modelos de acumulação da Bacia de Santos



A) Play pré-sal; B) Play carbonático Albiano da Formação Guarujá;
C) Play turbidítico do Membro Ilhabela; D) Play turbidítico da Formação Marambaia
Fonte: Chang *et al.*, 2008

4 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

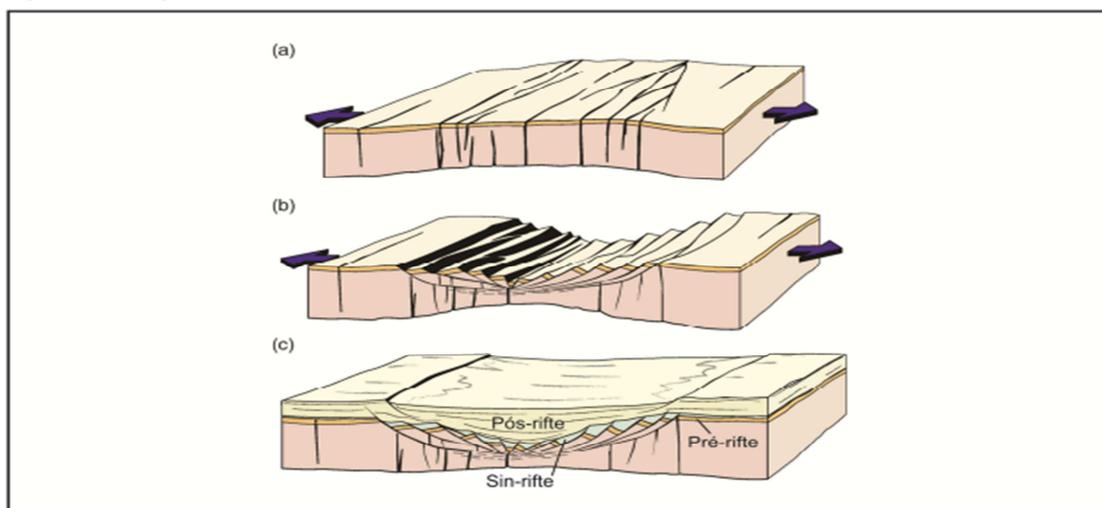
4.1 Riftes e margens rifteadas

As bacias do tipo rifte são resultados de esforços distencionais resultando em estiramento da crosta continental. Normalmente as bacias do tipo rifte possuem uma falha de borda principal controlando a abertura da bacia. Esta falha pode ser sintética quando paralela a direção do detachement ou antitética quando está na direção oposta.

Segundo Fossen (2010), o rifteamento pode ser ativo quando gerado por ascensão de material quente do manto ou de plumas do manto Astenosférico, resultando em um rifte com bastante magmatismo e pouca extensão. Ou pode ser passivo, controlado por tensões de placas litosféricas, ao longo de zonas de fraquezas herdadas da litosfera. Também podem existir também os riftes combinados com ambos elementos ativos e passivos.

Fossen identifica três estágios no desenvolvimento de um rifte. O estágio inicial, pré-rifte, caracteriza-se pela criação ou reativação de fraturas que atingem profundos níveis crustais, com o preenchimento dessas fraturas por magma e formação de diques (Figura 8a). Esse estágio é seguido pelo estágio sin-rifte de estiramento, durante o qual ocorre a formação dos principais complexos de falhas (Figura 8b). O estágio seguinte é marcado pela crosta resfriada e rebaixada, onde ocorre a sedimentação pós-rifte (Figura 8c).

Figura 8 –Estágios de desenvolvimento de um rifte



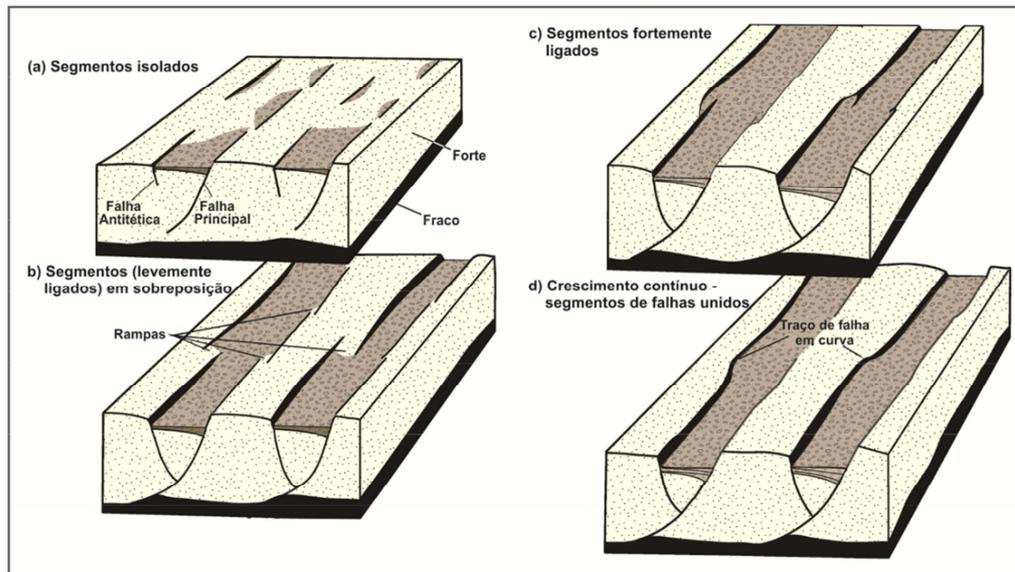
Legenda: Três estágios de desenvolvimento de um rifte: em a) Pré-rifte: estágio inicial de uma distensão criando ou reativando antigas fraturas profundas; b) Sin-rifte: Fase de estiramento onde são formados os principais sistemas de falhas e; c) Subsidiência e sedimentação pós-rifte.

Fonte: Adaptado de FOSSEN, 2010.

Um processo de rifteamento pode começar com a formação de uma junção tríplice, onde normalmente dois braços dessa junção dão origem a oceanos, enquanto o terceiro não sofre um rifteamento completo, permanecendo com um graben. A esse graben dá-se o nome de aulacógeno, ou rifte abortado. (Carvalho, 2013).

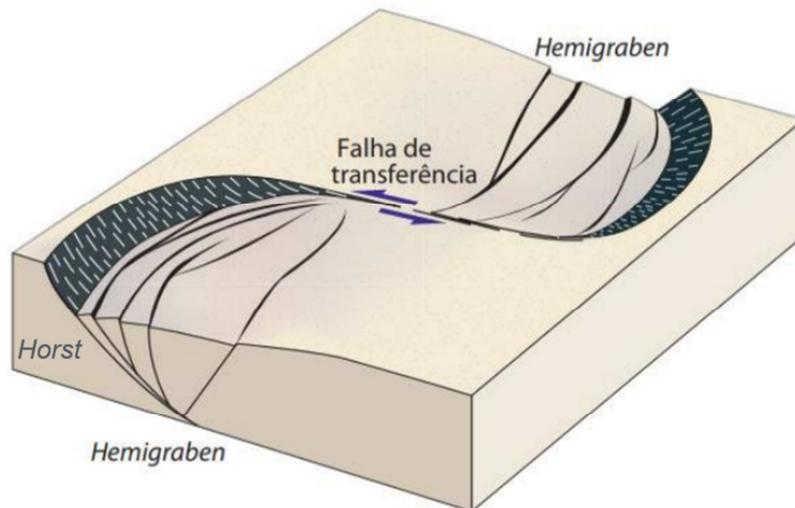
Fossen demonstra, através da Figura 9, a evolução de um sistema de falhas normais formando grabens e horts à medida em que aumentam a distensão e o preenchimento sedimentar. Ele também complementa que, dependendo do arranjo dos grabens os horst podem interagir formando uma zona de acomodação (Figura 10), o que pode ocasionar falhas secundárias e hemigrabens em direções opostas conectados por uma falha de transferência.

Figura 9 – Blocos diagrama mostrando a evolução de um sistema de falhas



Bloco diagrama representando a evolução de um sistema de falhas à medida que a distensão avança.
 Fonte: Fossen 2010

Figura 10 – Interação de falhas gerando acomodação



Sistema de rifte composto por hemigrabens que se interferem mutuamente.
 Fonte: Modificado de Fossen 2010

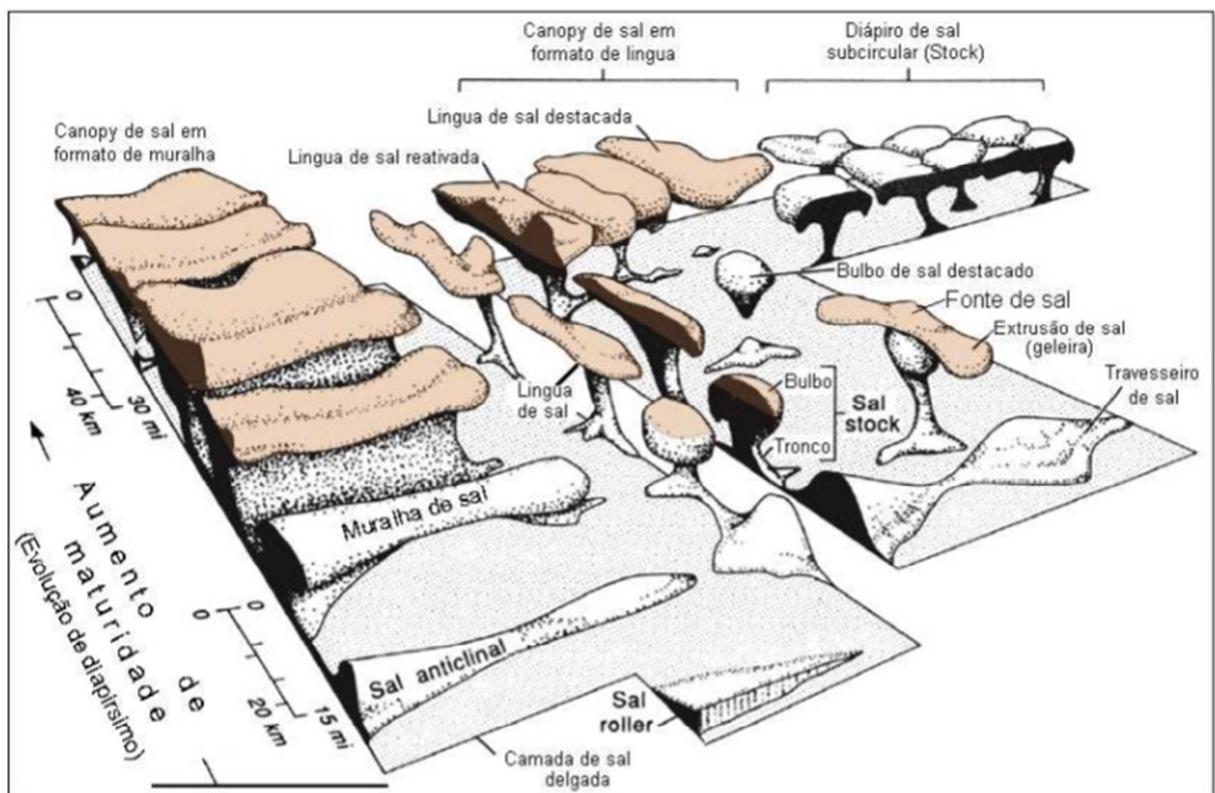
4.2 Tectônica do sal

A tectônica de sal é o termo usado quando a deformação de sal afeta o tipo, geometria, a localização e/ou o grau de deformação das estruturas. O termo halocinese se aplica à formação de diapíros. Um diapíro de sal é uma massa de sal que fluiu para cima de modo dúctil e atravessou as camadas subjacentes.

O sal praticamente não apresenta porosidade e é praticamente incompressível, portanto, não se torna mais denso com aumento da sobrecarga. Isso resulta em uma situação gravitacional instável que resulta no fluxo de sal em direção à superfície por fluatibilidade quando soterrado a uma profundidade em que sua densidade se torna menor que a densidade média das rochas hospedeiras (Fossen, 2010).

De acordo com a geometria e forma do diapíro, diferentes nomes podem ser atribuídos (Figura 11).

Figura 11 Diferentes tipos de geometria de diapíros de sal



Fonte: adaptado de Hudec and Jackson, 2007.

Os diapíros de sal que se desconectam da matriz principal são conhecidos como sal alóctone. Nas linhas sísmicas, o sal é frequentemente identificado por uma reflexão forte em seu topo e por um padrão caótico distintivo. Apesar da afirmação de Fossen de que as camadas de sal são geralmente homogêneas e não apresentam reflexões internas marcantes, é importante notar que isso pode variar, como observado em nossa área de estudo.

As paredes verticais do sal apresentam desafios significativos para o imageamento sísmico devido à dispersão e perda de energia em seus topos, o que torna o processo complexo e desafiador.

4.2.1 Movimentação do sal

Em muitas condições geológicas, o sal exibe um comportamento viscoelástico, onde sua viscosidade representa a medida de sua resistência interna ao fluxo. Essa característica faz com que o sal se assemelhe a um fluido ao longo de períodos geológicos, respondendo a esforços ao longo do tempo (Mohriak *et al.*, 2008b).

A deformação do sal segue princípios semelhantes aos do movimento de fluidos, impulsionada por diferenças de pressão que movem o material de regiões de alta para baixa pressão, influenciadas pela gravidade. Geralmente, o sal tende a migrar de áreas com maior sobrecarga para aquelas com menor sobrecarga sedimentar, fluindo dos depocentros das bacias para áreas com menor espessura sedimentar (Mohriak *et al.*, 2008b).

Diversos fatores influenciam a deformação plástica das camadas evaporíticas, incluindo mineralogia, temperatura, pressão, presença de fluidos, taxa de cisalhamento e tamanho de grão (Fossen and Cavalcante, 2017).

4.2.2 Tectônica extensional e compressional na formação de diapiros

O diapirismo pode ser dividido em classes: ativo, passivo, reativo ou relacionado a cavalgamento.

No diapirismo ativo, ocorre a ruptura penetrativa das camadas superiores finas e/ou fracas. Já no diapirismo passivo, o diapiro cresce sem necessidade de ruptura dos sedimentos ao redor. Os sedimentos se acumulam em torno do diapiro à medida que os sedimentos encaixantes mais densos se depositam nas bacias periféricas, nos flancos do diapiro, por meio do processo de agradiação, em que são depositados lateralmente (Mohriak *et al.*, 2008b).

O diapirismo reativo ocorre em resposta a uma deformação tectônica, como a formação de um graben nas camadas subjacentes. Além disso, o diapirismo pode ocorrer em um contexto compressional, por meio de uma falha de cavalgamento.

4.3 Evolução evaporítica do Atlântico Sul

O desenvolvimento da bacia evaporítica Aptiana no Atlântico Sul está associada a um clima árido e periódicas transgressões marinhas que invadiram um golfo raso que se estendeu desde a Bacia de Santos até a bacia de Sergipe Alagoas. A bacia Africana conjugada à Bacia de Santos, apresenta uma estreita faixa de evaporitos. Os evaporitos estão localizados entre as fases Sag e marinha aberta. Sendo a Halita o principal mineral correspondendo a cerca de 80% dos sais presentes (Mohriak *et al.*, 2008b).

A evolução do super-continente para separação das bacias ocorreu em cinco fases.

- 1 – Início do rifteamento;
- 2 – Formação de depocentros lacustrinos;
- 3 – Início das transgressões marinhas, ambiente marinho restrito com deposição de evaporitos e formação de centro de espalhamento oceânico;
- 4 – Início da deriva continental;
- 5 – Separação das bacias.

Durante a deposição de evaporitos, a Dorsal de Walvis, atualmente zona de fratura de Florianópolis, controlou a incursão de água na bacia, criando um ambiente de salmora propício para a deposição de sal. A bacia recebia lentamente água do mar já implantando ao Sul da Dorsal de São Paulo. Posteriormente, condições marinhas francas no Albiano, dominaram o Atlântico Sul e sedimentos calcáreos começaram a se depositar. Sobre estes calcáreos, sedimentos terrígenos, se depositaram adicionado uma grande sobrecarga ao substrato que paulatinamente subsidia. Diante de um quadro de subsidência diferencial que deu origem a inclinação a bacia e a sobrecarga desigual de sedimentos gerando a condição de diferença de pressão, a sequência evaporítica passa então a fluir em direção ao depocentro da bacia.

5 RESULTADOS

A linha sísmica da Figura 12a, atravessa o Graben Merluza, o poço BRSA-757B e o Propagador Abimael margeado por Altos Vulcânicos, revelando o arcabouço tectono-estratigráfico da área. De baixo para cima, exibe três unidades acústicas interpretadas como embasamento na Figura 12b:

- a) unidade de embasamento cristalino crosta continental com o pré-rifte vulcânico (vermelho claro),
- b) Série de Altos Vulcânicos Avedis, margeando o Propagador Abimael (vermelho escuro).
- c) Propagador Abimael (marrom).

O Graben de Merluza encontra-se no embasamento cristalino com o pré-rifte vulcânico provavelmente correspondendo a rochas vulcânicas do Cretáceo Inferior (Formação Camboriú) sobre o embasamento cristalino Pré-cambriano. Os blocos de rifte são controlados por falhas normais, formando cunhas de syn-rift depositadas em depocentros de meio-graben (em verde na Figura 12b). O preenchimento sedimentar corresponde provavelmente às sequências lacustres e fluviais Neocomianas e Barremianas (em verde na Figura 12b), seguidos por uma manta de depósitos do pré-sal (em azul escuro na Figura 12b).

Os Altos Vulcânicos Avedis, exibem uma série de estruturas horst correspondendo ao limite do propagador oceânico Abimael, caracterizadas por protuberantes altos e blocos falhados (em vermelho escuro na Figura 12b) interpretados como mais antigos de que o propagador Abimael. O alto do embasamento Leste corresponde a principal porção do propagador oceânico Abimael (em marrom na Figura 12b), sobre ele, não foi evidenciado sal do Aptiano Superior, sendo recoberto por sedimentos do Cretáceo Superior.

A linha apresenta um grande volume de evaporitos (em rosa na Figura 12b), exibindo sismofácies de padrão caótico, cobre quase que totalmente a linha sísmica. Localmente, em zonas mais rasas, são observadas camadas estratificadas de sal. Uma notável janela de sal domina a porção SE sobre o Propagador Abimael onde muito pouco sal é observado.

A imagem do pré-sal foi recuperada com grande dificuldade, apresentando áreas de baixa amplitude ocasionadas por dispersão de energia no topo dos evaporitos e distorções de imagem, ocasionados por incertezas no modelo de velocidades.

A seção pós-sal do Cretáceo está altamente dobrada em resposta ao diapirismo evaporítico (em verde na Figura 12b). O diapirismo salino origina minibacias estranguladas, dobradas por espessas camadas de carbonato Albiano em uma estrutura conhecida como jangada Albiana. Intrusões e deposições vulcânicas estão presentes no: pós, intra e pré-sal.

A bacia é finalmente preenchida por depósitos Cenozóico do pós-sal (em amarelo na Figura 12b), os quais são menos afetados pela tectônica salina. A profundidade do mar aumenta na direção Sudeste.

As principais falhas do embasamento que delimitam o Graben Merluza e o Propagador Abimael foram identificadas, algumas falhas se propagam até a base do sal. A projeção dos polígonos (ocupando a área das setas em branco na Figura 12b) extraídos dos dados gravimétricos confirma a sua posição do Graben de Merluza e do Propagador Abimael nos dados sísmicos. O pós-sal apresenta uma notável variedade de falhas de relevo em resposta ao diapirismo.

Figura 12 Inline passando pelo poço

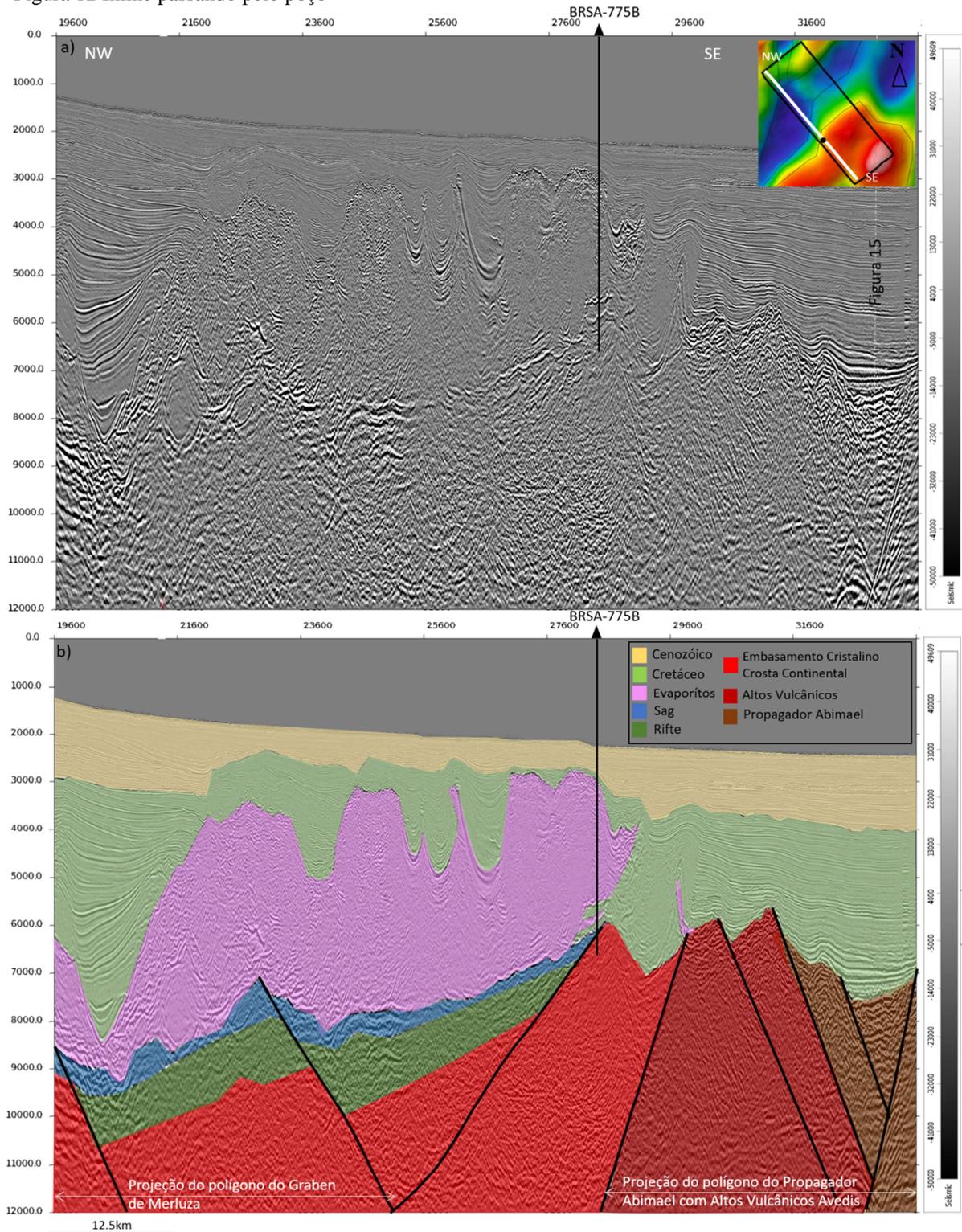


Figura 12a: Inline sem interpretação junto ao poço BRSA-775B. A localização da Inline é apresentada na imagem gravimétrica na parte superior do lado direito. A figura gravimétrica é uma reprodução da Figura 4. A linha tracejada em branco indica a localização da Crossline apresentada na Figura 15.

Figura 12b: Inline interpretada. O poço atravessa duas vezes o corpo evaporítico. Indicando recumbência do sal. Observe os elementos geológicos: Embasamento Cristalino Crosta Continental, Altos Vulcânicos Avedis e Propagador Abimael conforme cores da legenda. Os polígonos do Graben de Merluza e do Propagador Abimael foram construídos sobre o dado gravimétrico (Figura 4), e projetados sobre a linha sísmica na seta de cor branca.

Fonte: O autor, 2024.

A Figura 13 apresenta uma segunda Inline, esta corta o levantamento ao meio, atravessado o Graben de Merluza, os Altos Vulcânicos, o Propagador Abimael e o lead pré-sal de nome Esmeralda apresentado pela ANP. O polígono de localização do lead Esmeralda foi obtido através de shapefile baixado do site da ANP. Sua área de projeção está indicada na parte superior direita da Figura 13b, em azul.

Figura 13 Inline corta o meio do levantamento

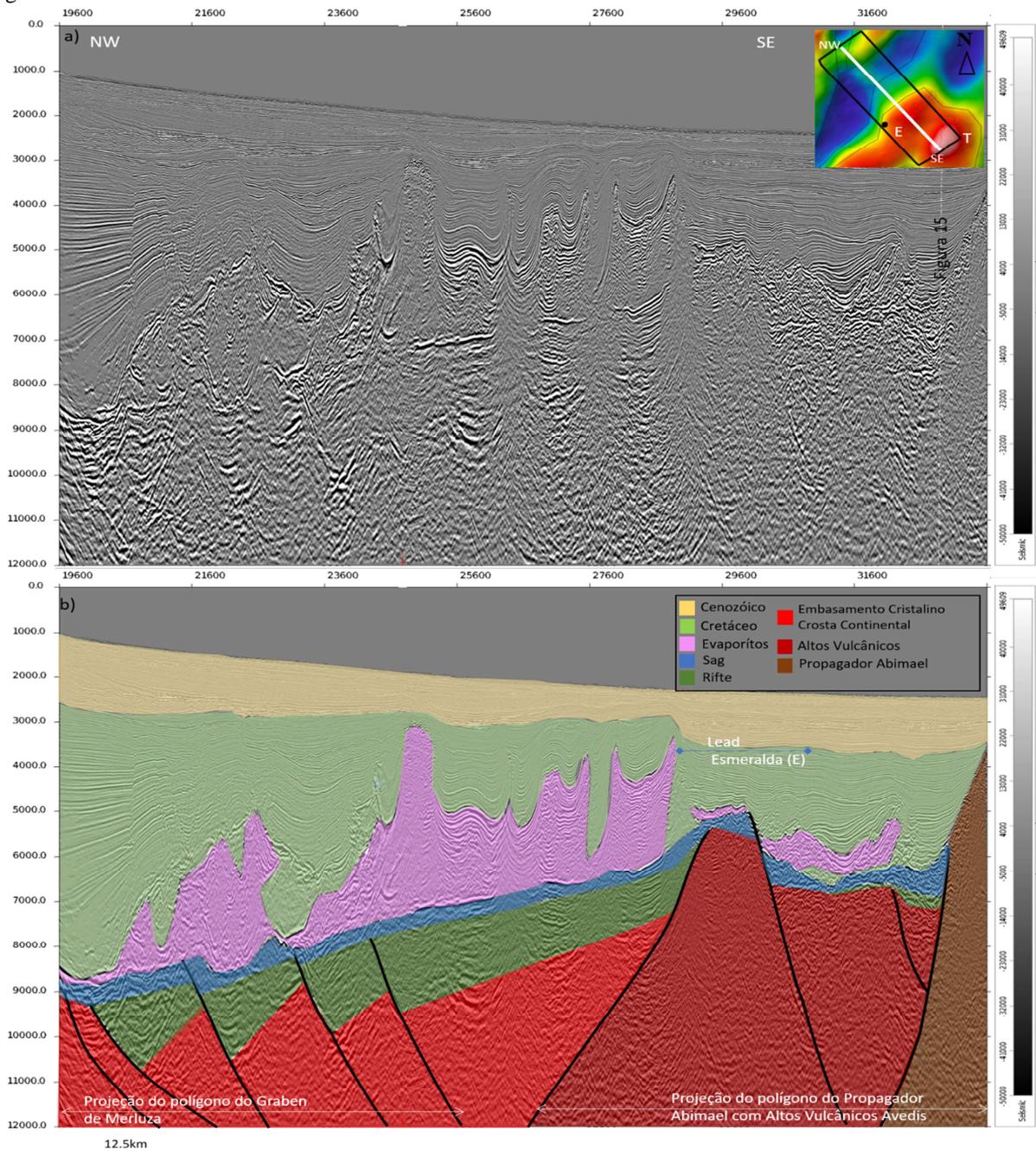


Figura 13a: Inline sem interpretação na região central do survey PH3. A localização da Inline é apresentada na imagem gravimétrica na parte superior do lado direito. A figura gravimétrica é uma repetição da Figura 4. Os leads Esmeralda (E) e Tupã (T) estão representados no mapa gravimétrico. A linha tracejada em branco indica a localização da Crossline apresentada na Figura 15.

Figura 13b: Inline interpretada. A projeção do lead Esmeralda em linha azul, indica as coordenadas do alvo do pré-sal, que coincidindo com a existência de uma janela evaporítica.

Fonte: O autor, 2024.

A terceira Inline, está localizada na porção Norte da área de estudo (Figura 14), atravessando os dois leads: Esmeralda e o Tupã. Os polígonos são provenientes de shapefiles no site da ANP. Esta Inline destaca a presença de uma grande quantidade de sal estratificado, em rosa. Além disso, a imagem inclui a projeção da Crossline apresentada na Figura 15.

Figura 14 Inline ao Norte do da área de estudo

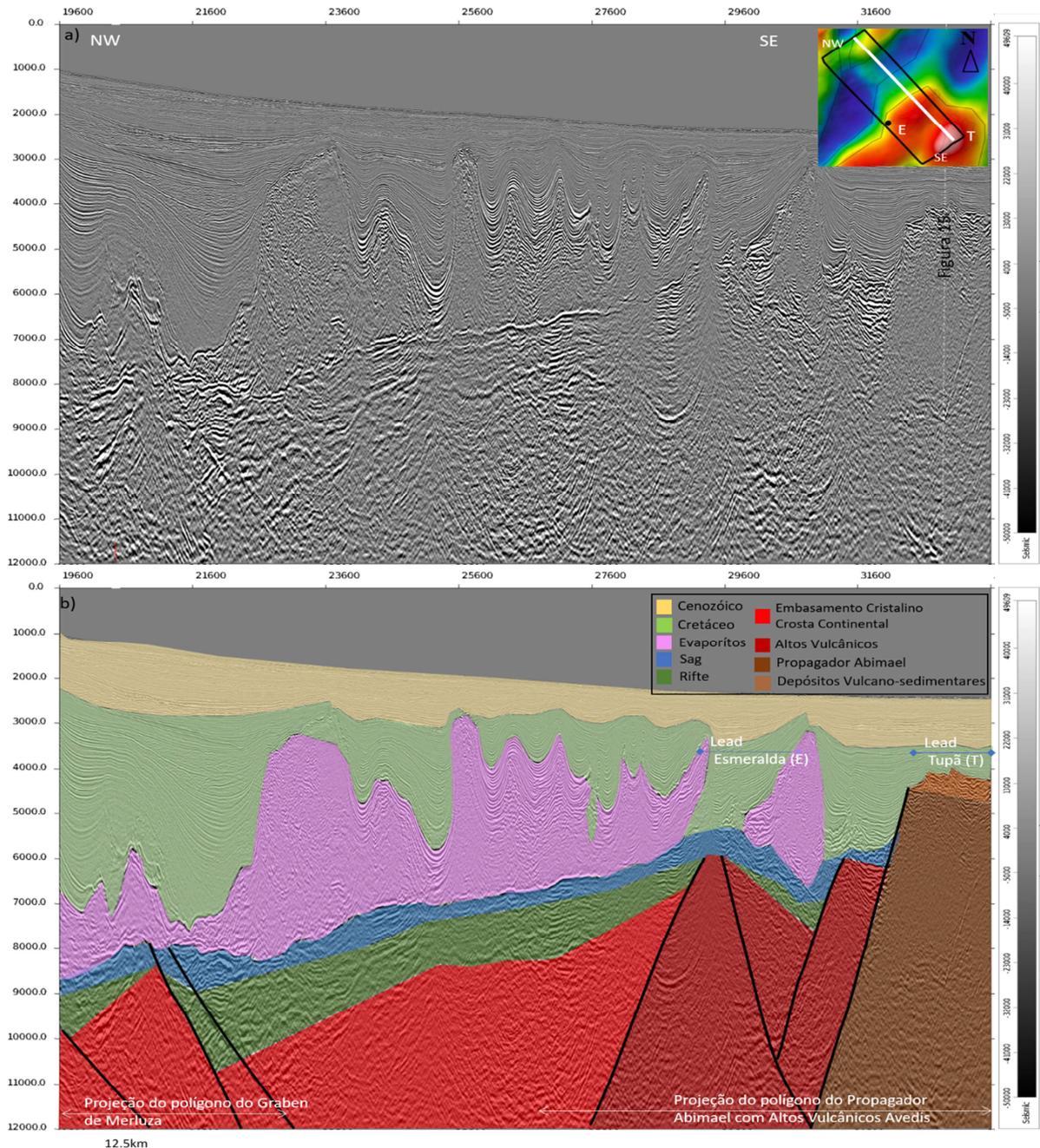


Figura 14a: Inline sem interpretação na porção Norte do survey PH3. A localização da Inline é apresentada na imagem gravimétrica na parte superior do lado direito. A figura gravimétrica é uma repetição da Figura 4. Os leads Esmeralda (E) e Tupã (T) estão representados no mapa gravimétrico e projetados na Figura 14b. A linha tracejada em branco indica a localização da Crossline apresentada na Figura 15.

Figura 14b: Inline interpretada. A projeção dos leads Esmeralda (E) e Tupã (T) em linha azul, indicam as coordenadas do alvo do pré-sal, coincidindo com a existência de uma janela evaporítica.

Fonte: O autor, 2024.

A Figura 15, trata-se de uma Crossline na região do Propagador Abimael, ela também apresenta a projeção com a posição das Inlines apresentadas.

Figura 15 Crossline na região do Propagador Abimael

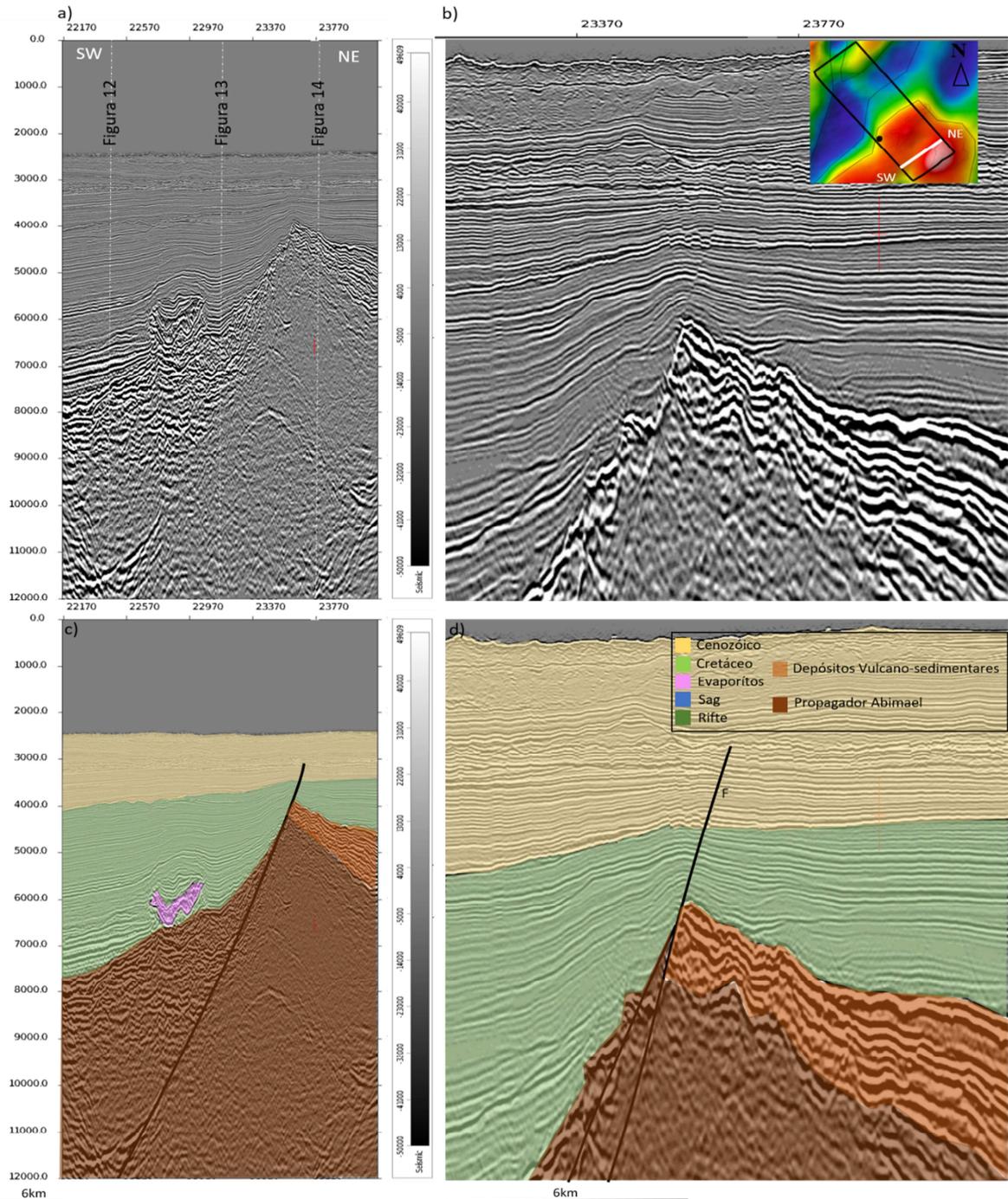


Figura 15a Crossline na região do Propagador Abimael. As linhas tracejadas em branco indicam as coordenadas das interseções das Inlines já apresentadas.

Figura 15b Zoom na sessão pré-sal sem interpretação. A localização da Crossline é apresentada na imagem gravimétrica na parte superior do lado direito.

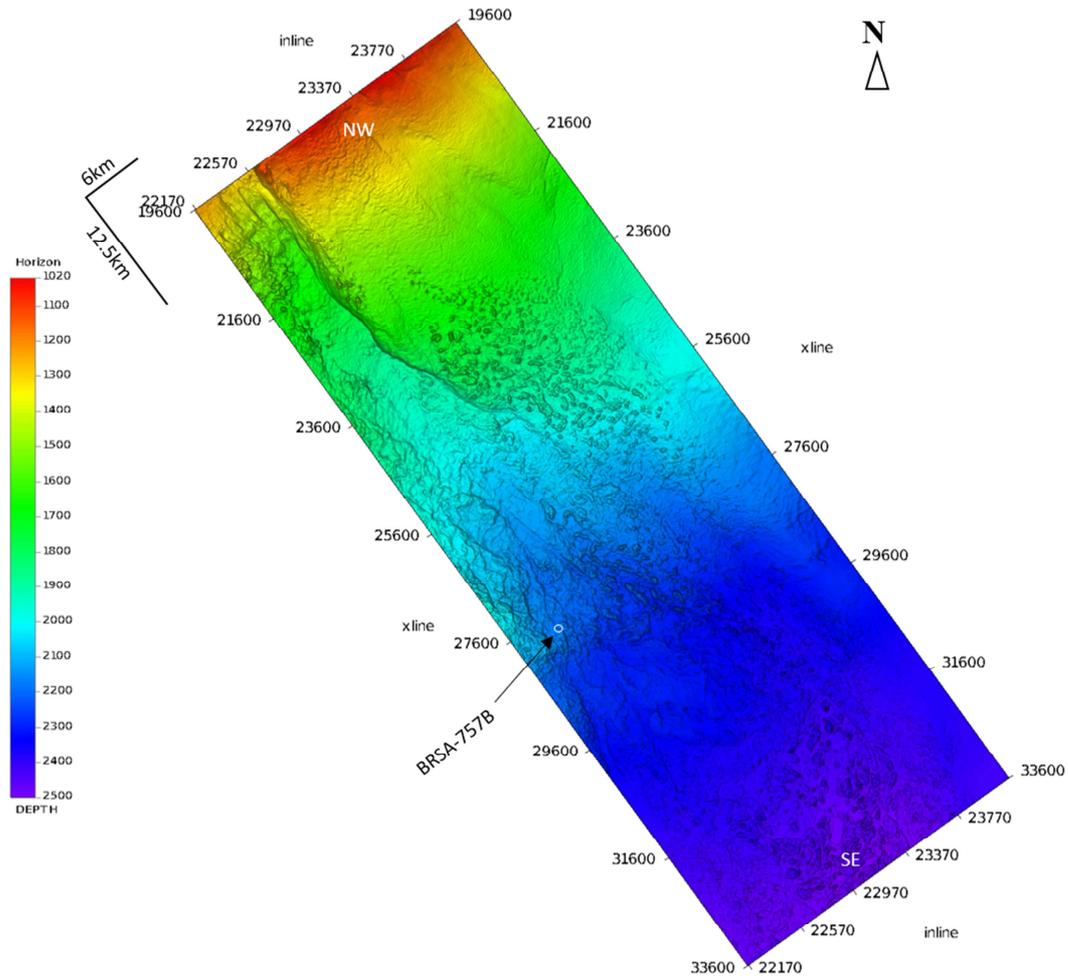
Figura 15c Crossline interpretada. O Propagador Abimael se apresenta mais são na porção NE. As cores de acordo com a legenda.

Figura 15d Zoom da Crossline com interpretação. Observe a falha estrutural existente (F) que evidencia sinais de reativação tectônica do propagador até o Cenozóico.

Fonte: O autor, 2024.

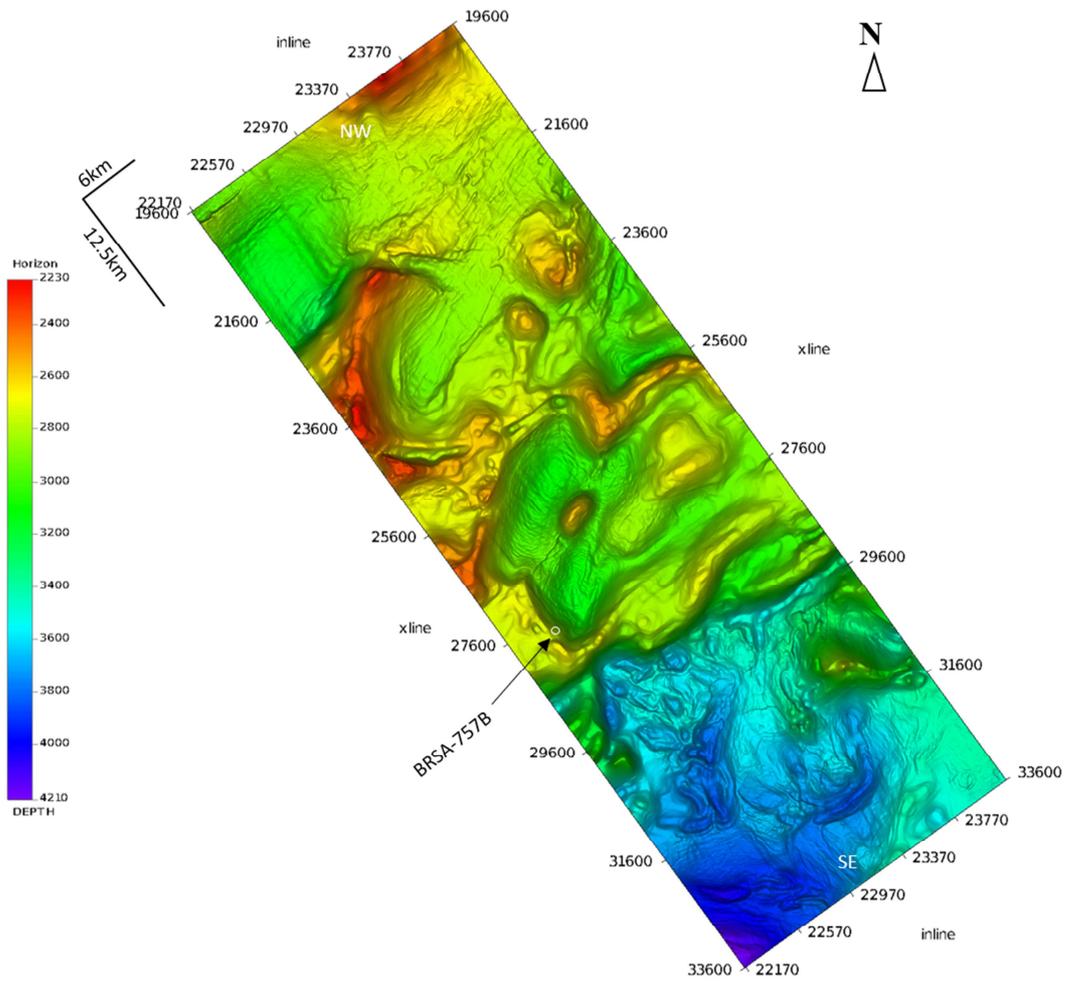
A seguir são apresentados o mapa de contorno estrutural de todos os horizontes interpretados, destacando a variação de profundidade. Regiões mais rasas são apresentadas em cores quentes, enquanto áreas mais profundas são representadas em cores frias.

Figura 16 Mapa de contorno estrutural do fundo do mar



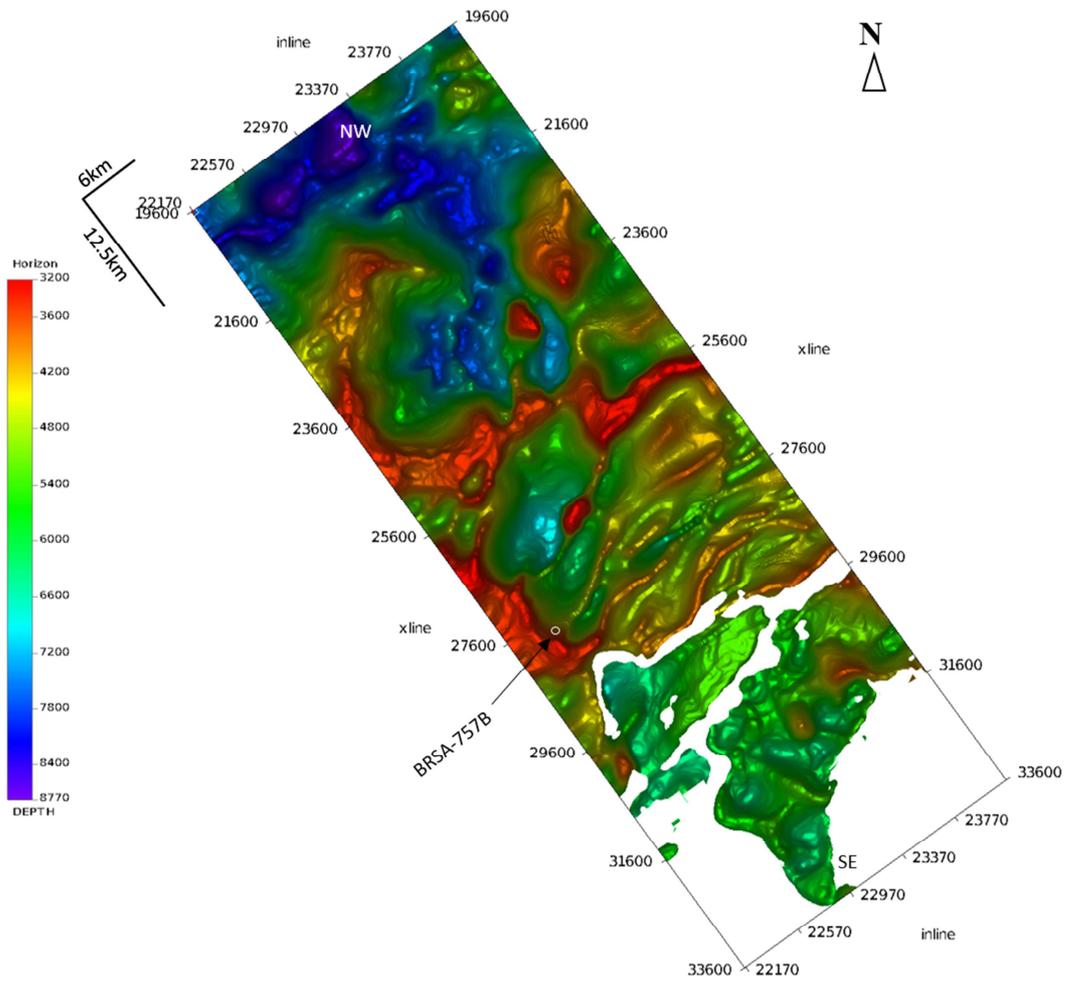
A profundidade do Mar aumenta na direção Sudeste (SE).

Figura 17 Mapa de contorno estrutural do topo do Cretáceo



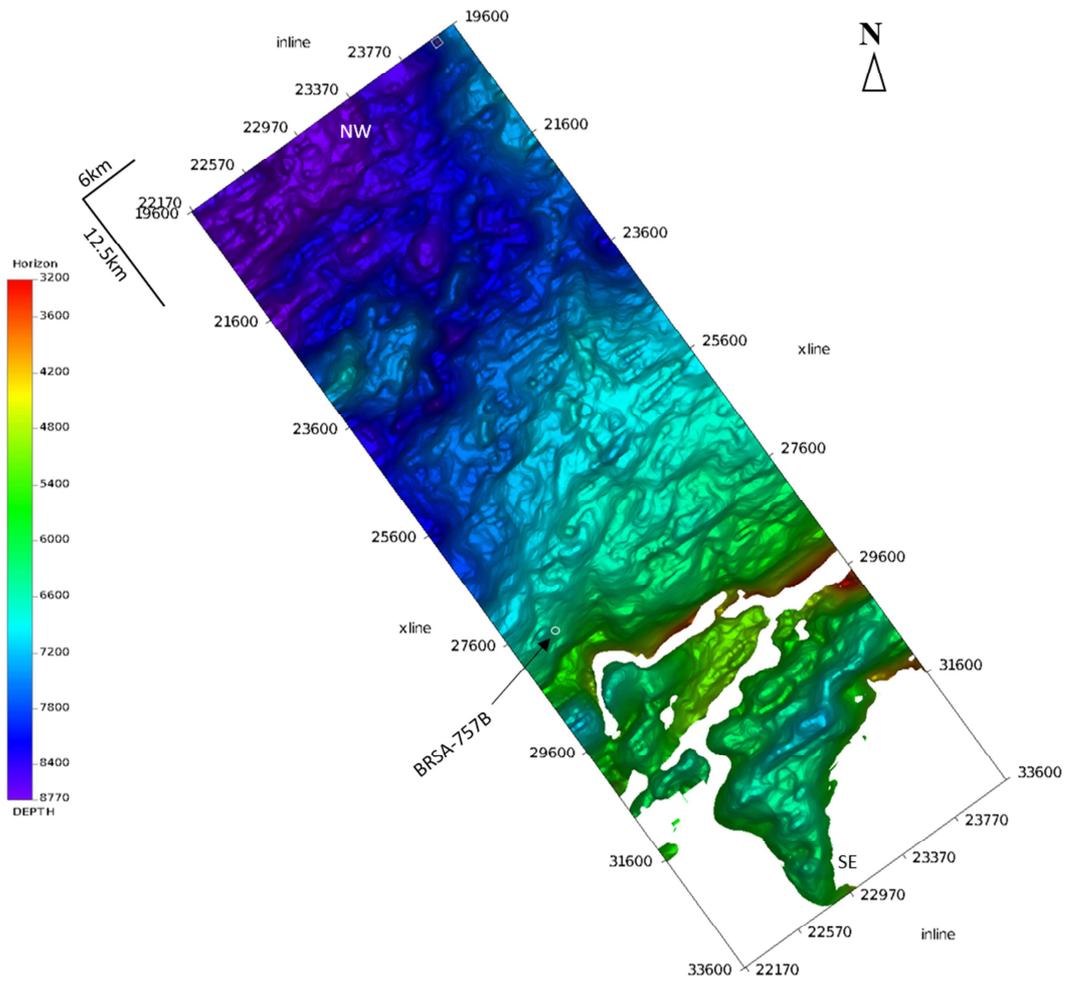
Contorno estrutural do topo do Cretáceo apresentando deformações causadas pela halocinese.

Figura 18 Mapa de contorno estrutural do topo do sal



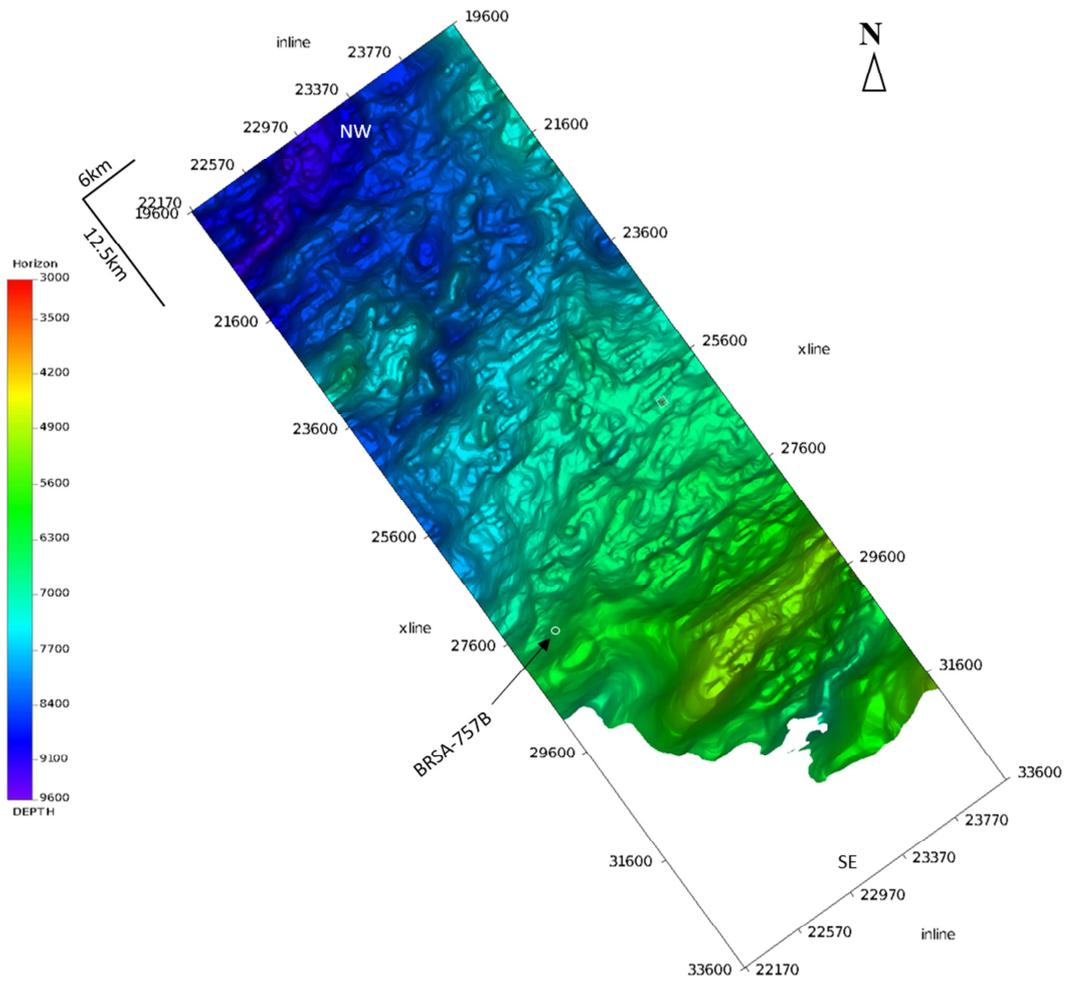
O Contorno estrutural do topo do sal exhibe padrões variados de arredondamento e rugosidade, além de janelas evaporíticas na região Sudeste (SE).

Figura 19 Mapa de contorno estrutural do base do sal



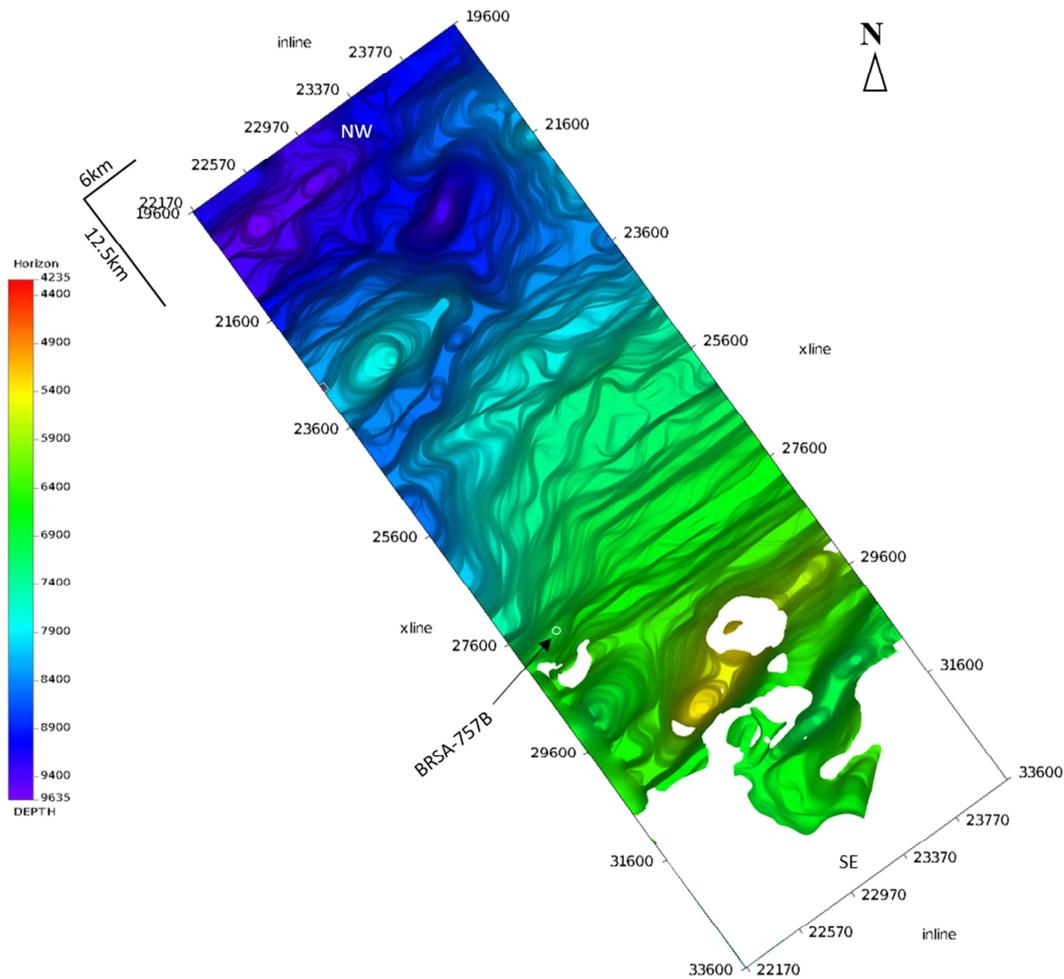
O contorno estrutural da base do sal exibe janelas evaporíticas na região SE.

Figura 20 Mapa de contorno estrutural do topo do sag



O contorno estrutural do horizonte referente ao top do sag é pouco observado na área do Propagador Abimael.

Figura 21 Mapa de contorno estrutural do topo do rifte



O contorno estrutural do horizonte referente ao top do rifte é pouco observado na área do Propagador Abimael.

A Figura 22a apresenta o embasamento, interpretado a partir dos dados sísmicos, assim como foram os demais horizontes. A interpretação do embasamento foi submetida a controle de qualidade e calibrada com os dados gravimétricos da Figura 4. A profundidade do horizonte interpretado na sísmica foi comparada com as anomalias de altos e baixos da gravimetria, e os resultados mostraram-se consistentes. A Figura 4b, ilustra a sobreposição do embasamento interpretado na sísmica, posicionado sobre os dados gravimétricos. As cores frias do horizonte indicam valores de maior profundidade e coincidem com as áreas de baixos valores na gravimetria. Essa região corresponde ao Graben de Merluza. Da mesma forma, as áreas mais quentes na gravimetria, como a região do Propagador Abimael, também indicam valores mais rasos no embasamento interpretado, que aparecem nas cores quentes no horizonte. Essa correlação conferiu maior confiabilidade à interpretação do embasamento.

Figura 22 Mapa de contorno estrutural do topo do embasamento

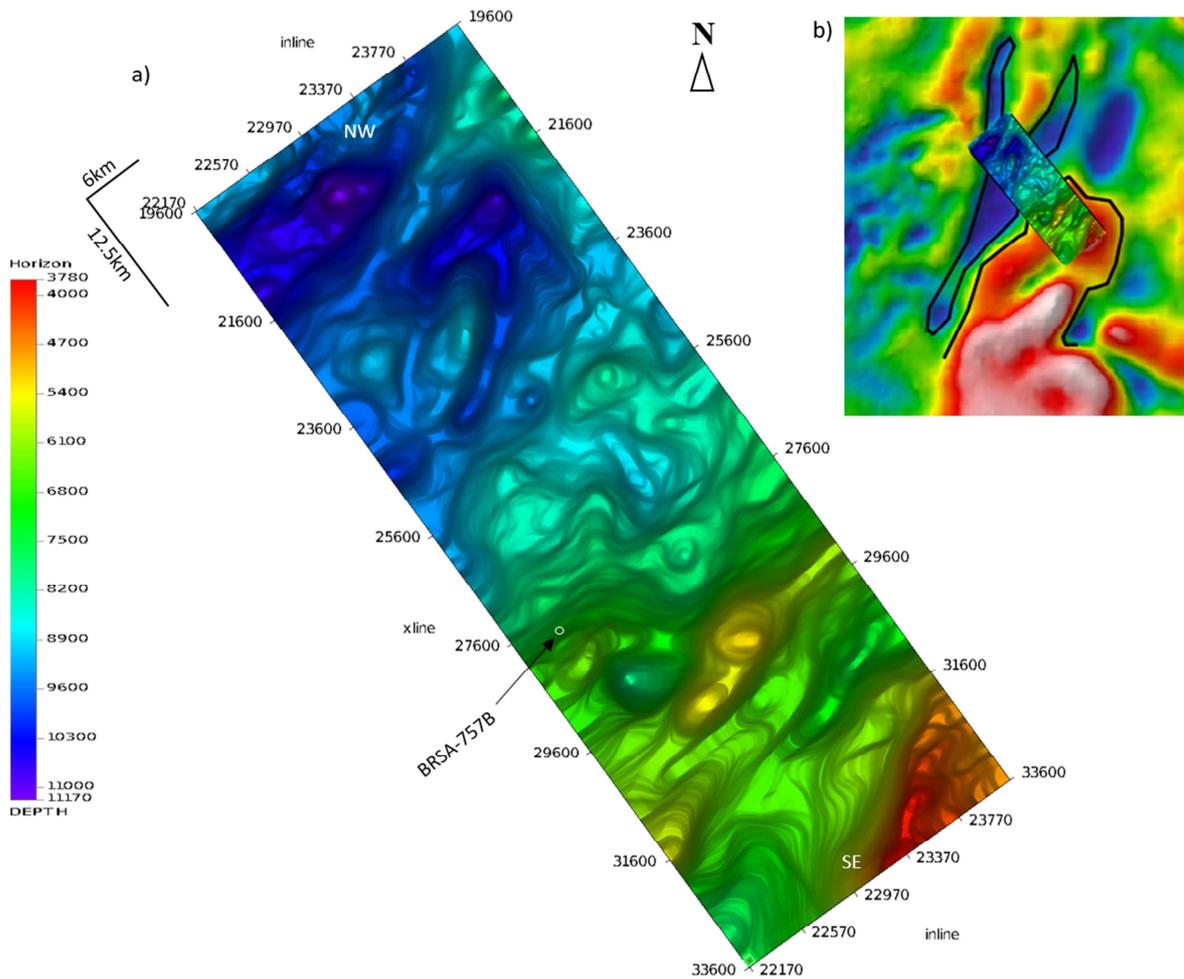
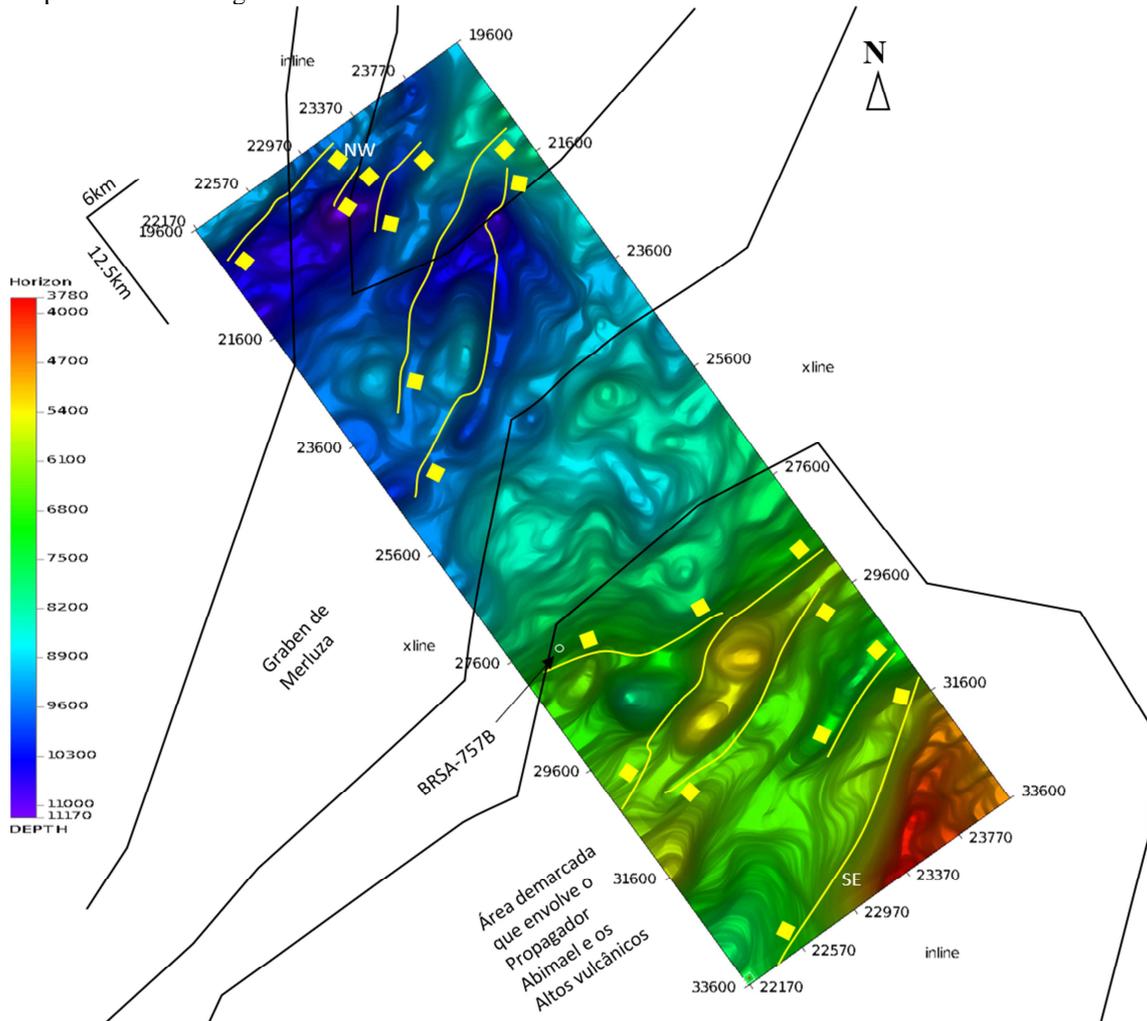


Figura 22a Mapa de contorno estrutural do embasamento, as regiões mais rasas são apresentadas em cores quentes, enquanto as mais profundas são indicadas em cores frias.

Figura 22b Mapa de contorno estrutural do embasamento sobreposto aos dados gravimétricos (Figura 4), evidenciando uma boa correlação entre os dados sísmicos e gravimétricos.

Na Figura 23, estão projetadas as falhas que intersectam o embasamento, demarcadas em amarelo, acompanhadas de seus respectivos mergulhos. Os polígonos em preto, delimitam o Graben Merluza e o Propagador Abimael acompanhado dos Altos Vulcânicos Avedis, ambos definidos com base nos dados gravimétricos da Figura 4.

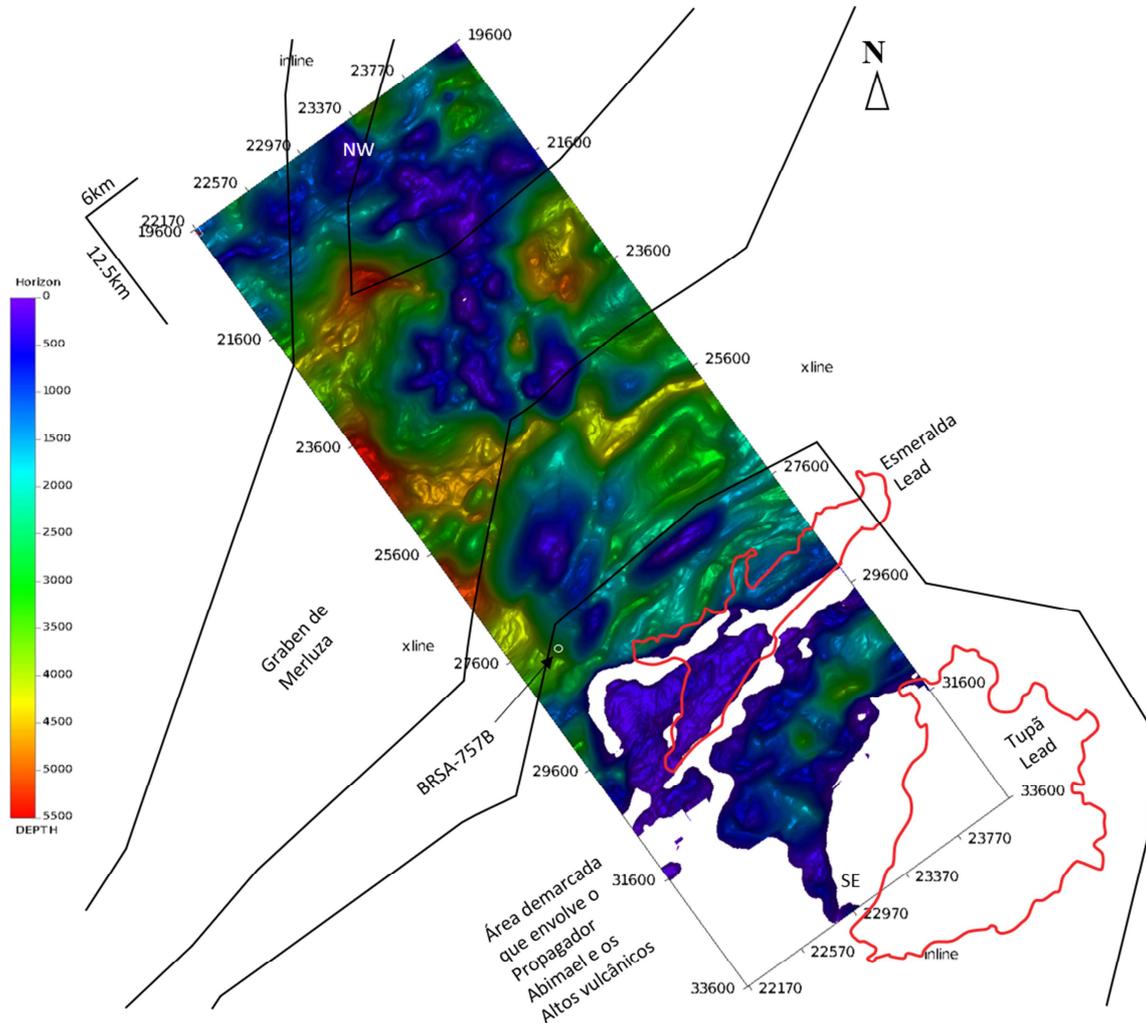
Figura 23 Mapa de contorno estrutural do embasamento com a projeção das principais falhas e feições geológica mapeadas em dados gravimétricos



Projeção das principais falhas com suas respectivas direções de mergulho, na cor amarela. Os polígonos em preto delimitam o Graben Merluza, e o Propagador Abimael margeado a Oeste de Altos Vulcânicos da cadeia Avedis, obtidos a partir dos dados gravimétricos.

A Figura 24, apresenta um mapa de espessura evaporítica. Este mapa apresenta as regiões mais espessas de sal em cores quentes, enquanto regiões menos espessas são representadas em cores frias. Foram adicionadas ao mapa os polígonos delimitando o Graben Merluza e o Propagador Abimael com os Altos Vulcânicos, ambos definidos com base nos dados gravimétricos da Figura 4, em preto.

Figura 24 Mapa de espessura do sal com as principais feições geológica mapeadas em dados gravimétricos e coordenadas dos Leads exploratórios apresentados sugeridos pela ANP



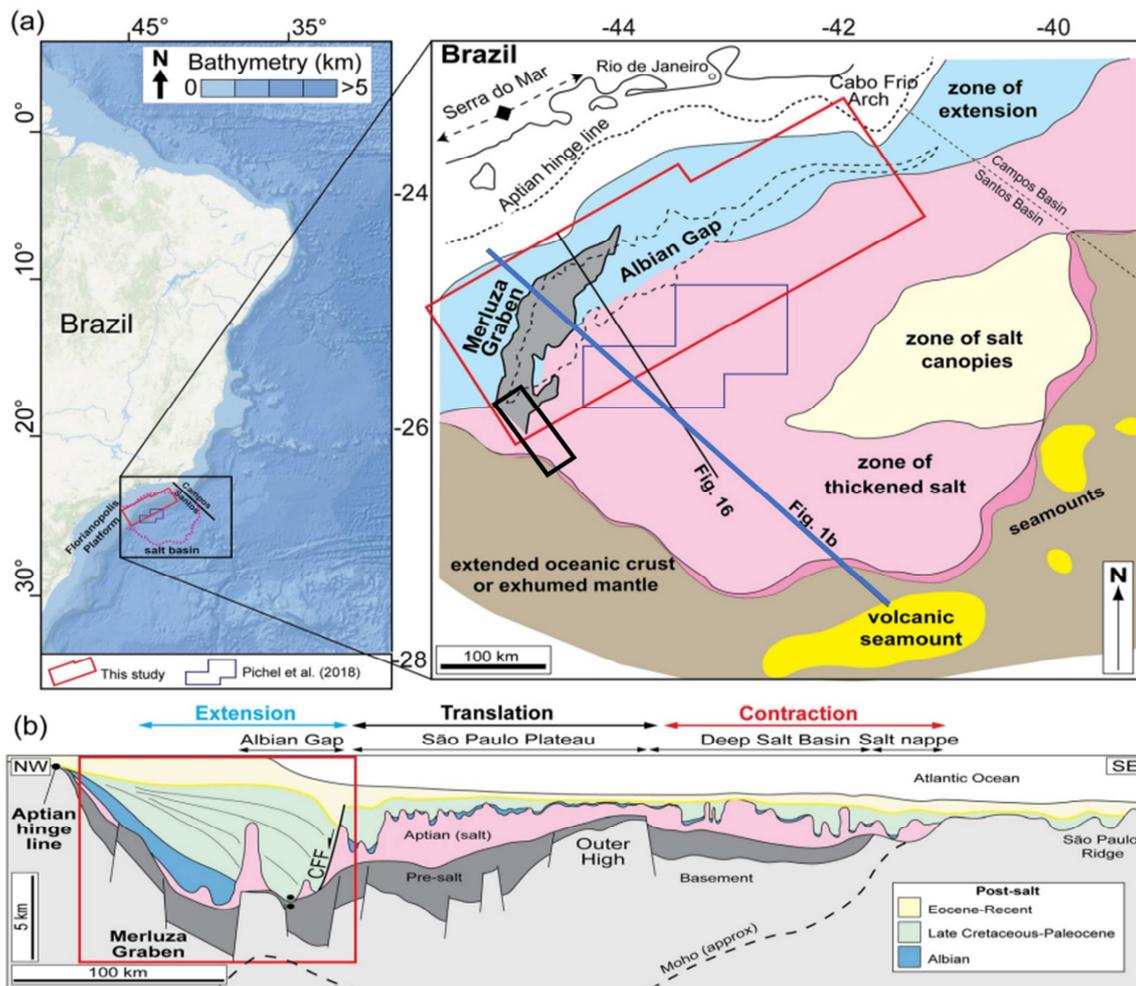
Mapa de espessura do sal. Regiões mais espessas são apresentadas em cores quentes, enquanto regiões menos espessas são representadas em cores frias. Os polígonos em preto, delimitam o Graben Merluza, e o Propagador Abimael margeado de Altos Vulcânicos em sua porção Oeste, obtidos a partir dos dados gravimétricos. Na cor vermelha indicam as coordenadas dos leads propostos pela ANP: Esmeralda e Tupã.

6 DISCUSSÃO

6.1 Discussão sobre trabalhos existentes até o presente

O estudo de Pichel *et al.*, (2021), nas proximidades deste trabalho, revela uma geometria de salina altamente complexa, caracterizada por diapiros de formas diversas com distintas características, conforme ilustrado no modelo geológico na Figura 25b. As coordenadas do levantamento PH3, foram integradas ao seu mapa, no polígono preto. O autor observa que, próximo ao Graben de Merluza, as camadas de sal são notavelmente finas ou praticamente ausentes, contrastando com a presença de um grande diapiro sobre o próprio Graben de Merluza. Este diapiro se diferencia do sal distal da bacia, que se comporta como uma extensa muralha. Segundo Pichel *et al.*, (2021), o Graben de Merluza desempenha um papel crucial no regime de movimentação do sal.

Figura 25 – Exemplo da complexidade das estruturas de sal presentes na região em um trabalho existente



Influência do Graben de Merluza no regime da movimentação de sal, papel fundamental segundo Pichel. Figura 25a localização de seu estudo, com o polígono do levantamento PH3 inserido em preto. Figura 25b Modelo através da interpretação de horizontes principais. Observe o Graben de Merluza. O propagador Abimael não é visualizado nesta linha, pois encontra-se localizado mais ao Sul. Fonte: modificado de Pichel *et Al.* 2021.

6.2 Correlação entre os dados sísmicos e gravimétricos. Calibração da interpretação do Embasamento na sísmica

A delimitação das coordenadas das principais feições geológicas: O Graben de Merluza e o Propagador Abimael, realizada a partir do mapa gravimétrico da Figura 4, mostrou uma excelente correspondência com o posicionamento observado na sísmica. Serviu não apenas para o controle de qualidade do embasamento através da relação de altos e baixos estruturais, mas também orientou o mapeado de falhas. Como ilustrados nas Figuras 4,12,13,14,22.

Além disso, a análise da Crossline (Figura 15) passando sobre o Propagador Abimael, apresenta boa relação com os dados gravimétricos (Figura 4). A profundidade mais rasa do Propagador também apresenta vermelho mais intenso no mapa gravimétrico. Fora da área de cobertura do levantamento sísmico, nas adjacências ao Nordeste (NE), é possível que a profundidade do propagador seja ainda mais rasa de acordo com os valores mais altos observado no dado gravimétrico. Tal afirmação só pode ser confirmada através do estudo da sísmica neste local.

6.3 Estudo da tectônica de sal através da interpretação dos dados sísmicos

A análise do mapa de contorno estrutural do topo dos evaporitos, revela padrões estruturais distintos, permitindo a divisão e classificação das áreas do levantamento em três domínios separados, com base nos padrões de tensão e movimentação de sal.

Na Figura 26, o contorno estrutural do topo do sal, será comparado a inline que corta o meio do levantamento. Observa-se no horizonte de contorno estrutural do topo que os diapiros na porção Noroeste (NW) apresentam um caráter mais arredondado, o que é geralmente associado a um regime de movimentação evaporítica distensiva.

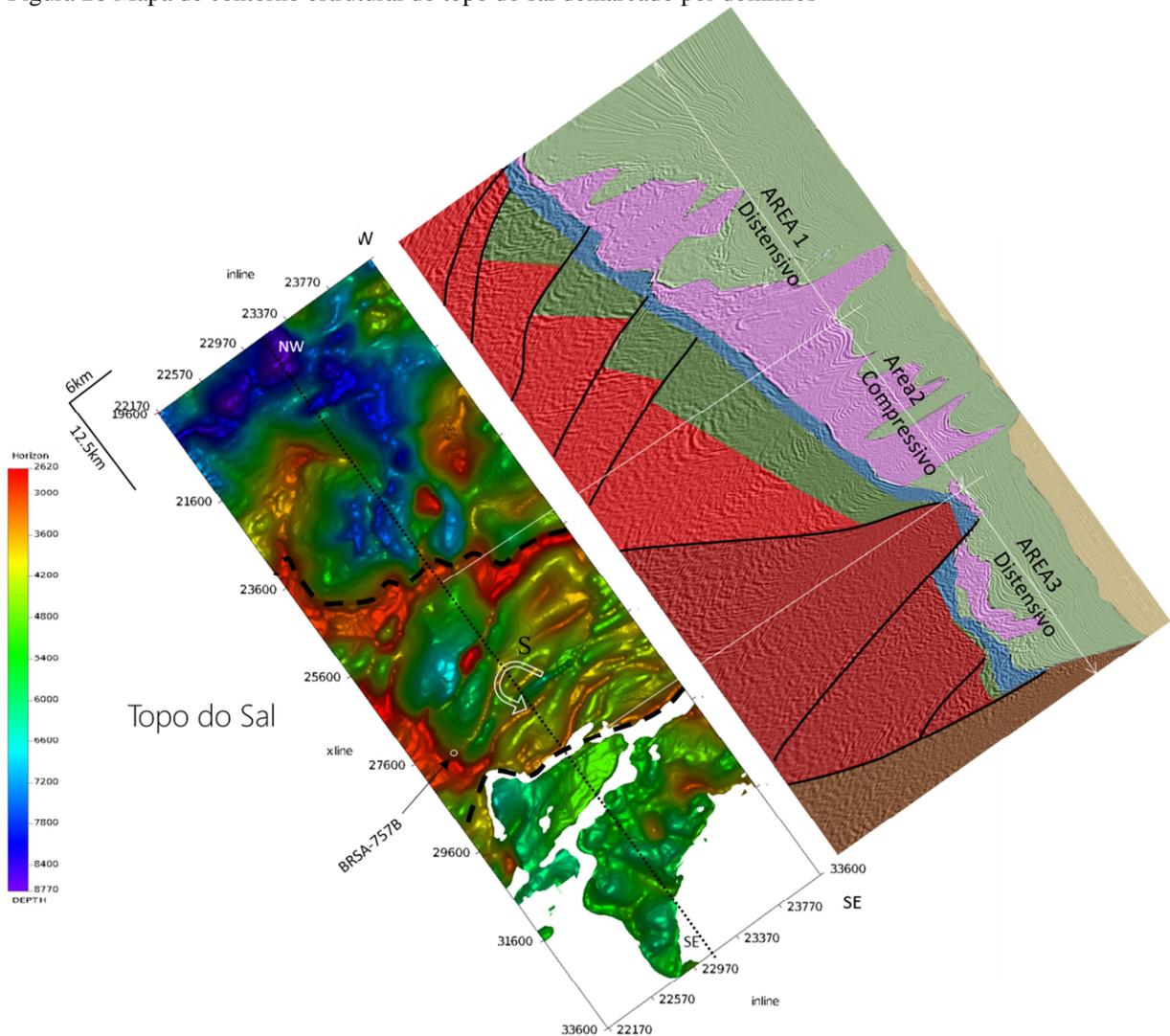
No centro do levantamento, nota-se uma grande rugosidade no topo do sal e o alinhamento dos diapiros na direção SE-NW. Essa rugosidade sugere tensões compressivas aos evaporitos.

Na região Sudeste (SE), os diapiros novamente exibem uma forma arredondada, sugerindo que os diapiros estão sujeitos a tensões distensivas.

Esses domínios interpretados no topo do sal são correlacionados com a Inline, permitindo comparação direta. Nessa linha, é possível observar as características geométricas de cada padrão de tensões.

Observa-se que na porção Noroeste (NW), sobre o Graben de Merluza, as tensões dominantes são distensivas. À medida que se avança para a região Sudeste (SE), uma janela evaporítica prevalece sobre o Propagador Abimael (em marrom), após atravessar uma região de tensões compressivas na direção aos Altos Vulcânicos Avedis (em vermelho escuro).

Figura 26 Mapa de contorno estrutural do topo do sal demarcado por domínios



Topo do sal com os três domínios de tensões evaporíticas identificadas. Inline central cortando o survey de ponta a ponta permitindo comparação direta.

Na Figura 26, na região demarcada como domínio compressivo (Área 2) do mapa estrutural do topo do sal, observa-se um padrão de cisalhamento sinistrogiro evidenciado pela assinatura no topo da camada evaporítica (S). Isso sugere uma preferência para a movimentação do sal na direção Sudeste (SE).

Nas Inlines 13 e 14, observa-se a sobrecarga que a sedimentação progradante pós-sal, impõe sobre as camadas evaporíticas inferiores que sob pressão, tendem a buscar áreas de alívio, com menor pressão. Migrando em direção ao depocentro da bacia sedimentar ou ascendendo para regiões mais rasas.

As figuras de mapeamento salino mostraram a presença da ampla janela salina na área do Propagador Abimael. A janela evaporítica está representada nas imagens correspondentes

ao topo, à base, bem como no mapa de espessura salino, Inlines e Crossline. A Figura 24, destaca as coordenadas dos Leds Esmeralda e Tupã, ambos estão localizados na região de janela salina.

O escoamento dos evaporitos, que tende a se mover em direção a regiões de menor pressão, conforme discutido na parte teórica do trabalho, pode ser influenciado por obstáculos ou barreiras estruturais ao longo do seu trajeto. No mapa estrutural do topo do sal, como ilustrado nas Figuras 18 e 26, o cisalhamento sinistrotro (S), sugere predominância do escoamento na direção SE, o que pode indicar que foi influenciado por uma barreira estrutural.

Embora a interpretação regional seja restrita devido a cobertura limitada do levantamento sísmico, os dados gravimétricos sugerem que o Propagador possa ser mais raso na porção Nordeste (NE), nas proximidades da área de estudo. Este alto poderia ser uma barreira ainda mais eficaz ao escoamento dos evaporitos, forçando-os a contorná-lo. Esse cenário ajuda a explicar a preferência pelo fluxo na direção Sudeste (SE), justificando o cisalhamento sinistrotro observado no topo salino.

6.4 Discussão sobre as oportunidades exploratórias no Bloco Esmeralda

Embora a área de estudo inclua parcialmente os leads Esmeralda e Tupã, a interpretação da janela de sal sobre o propagador Abimael, na região dos leads indica um potencial comprometimento da qualidade de selo destes alvos do pré-sal. Apesar de Tupã poder ser classificado como uma trapa estratigráfica, a presença da janela evaporítica eleva significativamente o risco exploratório para ambos os alvos.

6.5 Observações do poço

O modelo geológico construído com os dados sísmicos, foi elaborado de forma a respeitar as informações de poço existente, incluindo dados de perfilagem e perfil composto. A comparação entre o perfil composto e as pistas de perfilagem Figura 3, permitem algumas observações. A curva caliper, que mede o diâmetro do poço, sugere um possível

arrombamento das paredes entre as profundidades de 5600m e 5650m, que geram incertezas na leitura dos perfis nesse intervalo. Por outro lado, os valores registrados no perfil de densidade são consistentes com a litologia indicada no perfil composto correspondente. Um aspecto relevante é a clara identificação entre o contato do calcilulito e a anidrita evidenciado pelo aumento na densidade.

Tabela 2 – Densidades médias esperadas

Litologia	Densidade
folhelhos	2,10 g/cm ³ a 2,75 g/cm ³
calcilutitos	2,62 g/cm ³ a 2,82 g/cm ³
anidrita	2,90 g/cm ³
basalto	2,70 g/cm ³ a 3,30 g/cm ³

Fonte: Sharma 1997.

No perfil gamma-ray, que mede a radioatividade natural das rochas, observamos picos positivos nas intercalações de folhelhos, valores extremamente baixos para os evaporitos e valores muito elevados para o basalto, conforme esperado para essa litologia.

O perfil de nêutron é bastante sensível à porosidade relativa das litologias. Nele, destaca-se a porosidade baixíssima na região evaporítica, próxima a zero.

Já no perfil sônico DT, observamos que o tempo de trânsito dos calcilutitos é acentuadamente mais baixo em comparação com os evaporitos, em conformidade com os valores esperados para essa litologia.

Tabela 3 – Valores médios de tempo de trânsito

Litologia	Tempo de trânsito
folhelhos	60 – 170 µs/ft
calcilutitos	47.6 – 43.5 µs/ft
anidrita	50 µs/ft
basalto	57.5 µs/ft

Fonte: Serra 1984.

No perfil de resistividade, nota-se um aumento significativo na transição do calcilutito para a anidrita, em linha com as expectativas baseadas nos valores de laboratório. Abaixo da camada de calcário, destaca-se um pico resistivo acompanhado por uma anomalia positiva

neurônica em 6200m, indicando a possível presença de hidrocarbonetos. O perfil finaliza com a medição no basalto, que apresenta uma resistividade mais elevada.

Tabela 4 – Valores médios de resistividade

Litologia	Tempo de trânsito
folhelhos	2.0×10^1 a 2.0×10^3 Ohm.m
calcilutitos	2.0×10^2 a 2.0×10^3 Ohm.m
anidrita	2.0×10^4 Ohm.m
basalto	2.0×10^3 a 2.0×10^8 Ohm.m

Fonte: Schön,2004

Os calcarenitos da Formação Guarujá, encontrados a 5742m, e o calcário microbial da Formação Barra Velha, localizado a 6194m, são documentados nos relatórios de poço como portadores de óleo e água. Nessa profundidade específica, é observado um pico positivo na curva neutrônica, indicando uma maior porosidade, típica de rochas reservatório. Além disso, destaca-se um pico positivo na curva de resistividade, sugerindo a presença de óleo devido à sua resistividade.

6.6 Modelo de evolução proposto para a área

A Figura 27a é uma linha proveniente do levantamento 3D Contelation Extension e foi gentilmente disponibilizada pela Viridien. A linha tem formato em “L” e foi traçada atravessando o Propagador Abimael. Por motivos estratégicos sua localização exata foi preservada por motivos comerciais. A imagem combina a sísmica com o atributo de fase instantânea com a intenção de ressaltar informações sobre o embasamento. Ela revela uma configuração simétrica com a crosta proto-oceânica central dividindo a bacia salina, onde se observa a ausência de sedimentos pré-Albianos sobre o Propagador.

Figura 27 Linha Cortesia do levantamento Constellation Extension

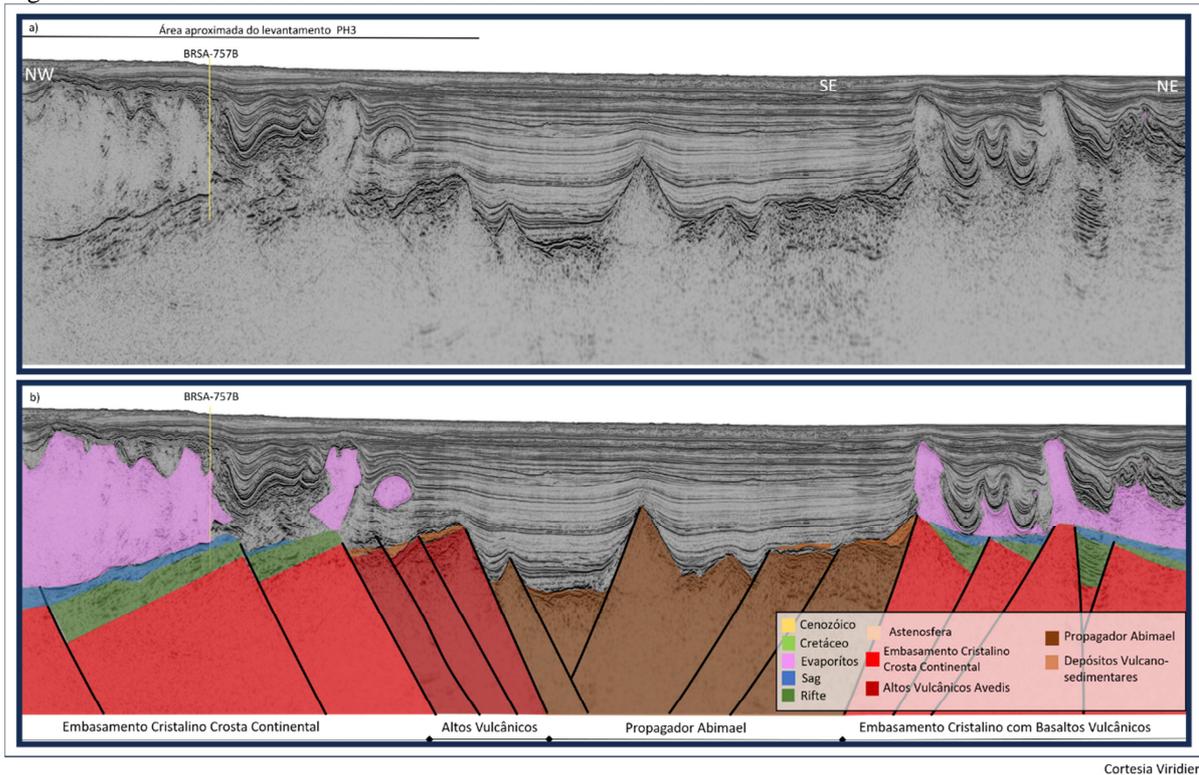


Figura 27a Linha não interpretada (cortesia da Viridien). A localização aproximada encontra-se nas Figuras 3 e 4.

Figura 27a Interpretação simplificada da linha. Note-se a presença de duas províncias salinas (cor rosa) separadas pela crosta proto-oceânica de Abimael. A crosta proto-oceânica é limitado por Altos Vulcânicos da cadeia Avedis. Ela foi diretamente recoberta pelas seqüências sedimentares do pós-sal. Não há evidências de seqüências de riftes e bacias sag (cores verde e azul) acima da Propagador Abimael.

Figura 28 Modelo de evolução proposto para a Linha em “L” cortesia do levantamento Constellation Extension

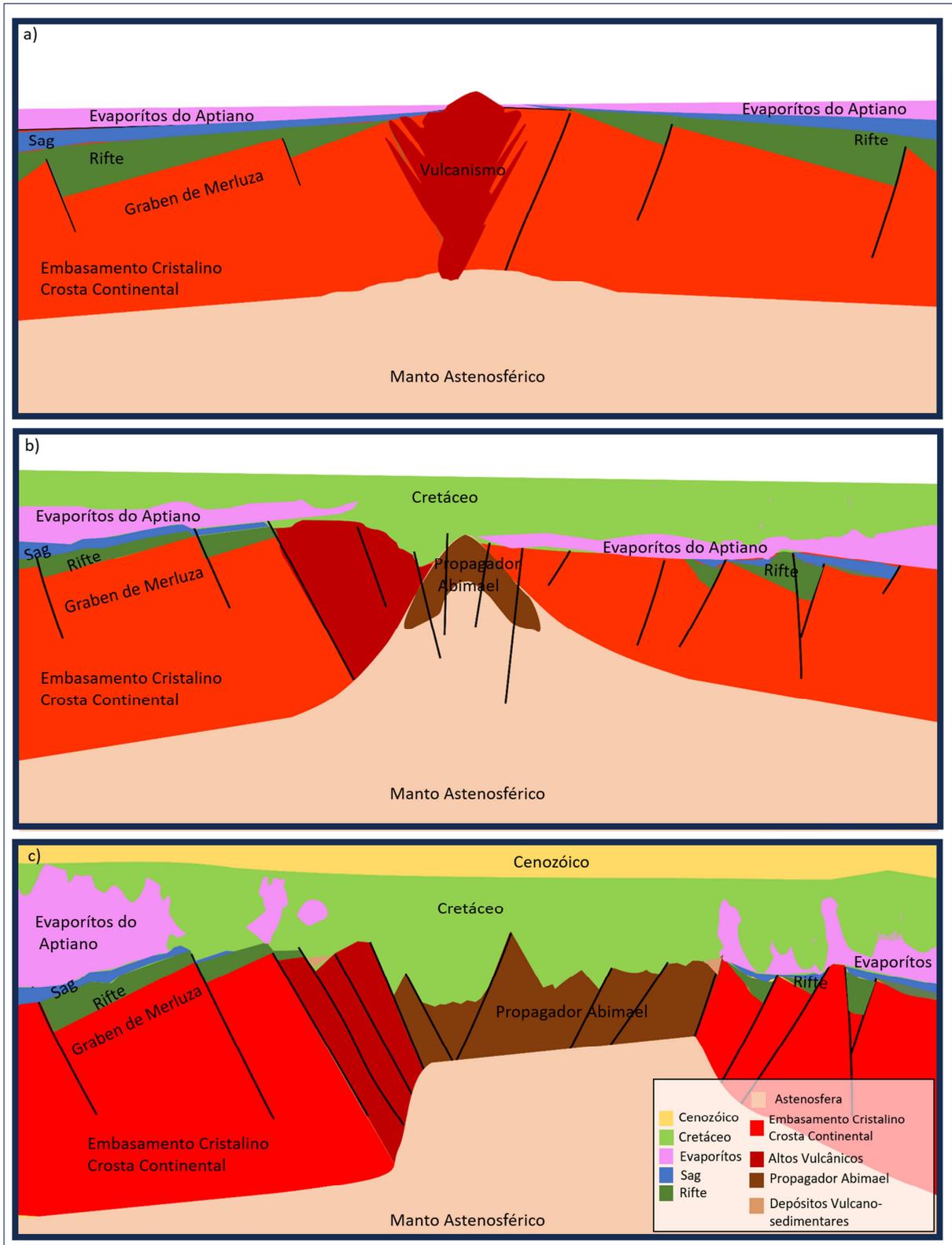


Figura 28 Modelo distensivo ilustrando o recém formado assoalho oceânico, dividindo os corpos evaporíticos do Aptiano em duas massas.

A Figura 28, apresenta um modelo de evolução com base na interpretação dos corpos salinos, sequências pré-salinas e embasamento da Figura 27a.

- a) A litosfera da Bacia de Santos foi submetida a estiramento, que provavelmente esteve associado a uma anomalia térmica no manto, e intrusões ígneas penetraram na crosta. As tensões extensionais fragmentaram a crosta, afetando os blocos do embasamento por meio de falhas normais, formando o Graben de Merluza. Durante o Cretáceo Inferior, as depressões sin-rift acumularam sedimentos lacustres clásticos, posteriormente soterrados por sedimentos da bacia do Aptiano incluindo as rochas microbialíticas.
- b) As camadas evaporíticas do final do Aptiano foram depositadas horizontalmente sobre os depósitos da bacia subsidida e depois deformadas em consequência da sobrecarga sedimentar. A continuação da extensão do embasamento levou a formação de centros de espalhamento de abertura embrionários e crosta oceânica entre o final do Aptiano e o início do Albiano (Mohriak *et al.*, 2008b; Mohriak, 2019a, 2024), enquanto as intrusões ígneas se intensificavam ao Norte do Propagador oceânico. O centro de espalhamento foi então abortado no Albiano inferior, após a divisão dos evaporitos do Aptiano em duas grandes massas.
- c) A intensificação da sedimentação pós-sal sobrecarregou as camadas de sal da plataforma continental. A inclinação regional da bacia foi um motor eficaz para direcionar o fluxo de evaporitos em direção à margem distal. A massa salina encontrou resistência ao fluir sobre o embasamento vulcânico, resultando em estruturas contracionais e falhas de empurrão. A porção de sal na direção do Propagador foi forçada a se desviar do obstáculo, fluindo para Sudeste (SE). Esses eventos foram seguidos por reativação tectônica pós-sal e episódios magmáticos na região do Propagador Abimael e Graben de Merluza, conforme documentado por falhas e estruturas vulcânicas observadas na parte central da Bacia de Santos (Magee *et al.*, 2021; Gordon *et al.*, 2023).

7 CONCLUSÃO

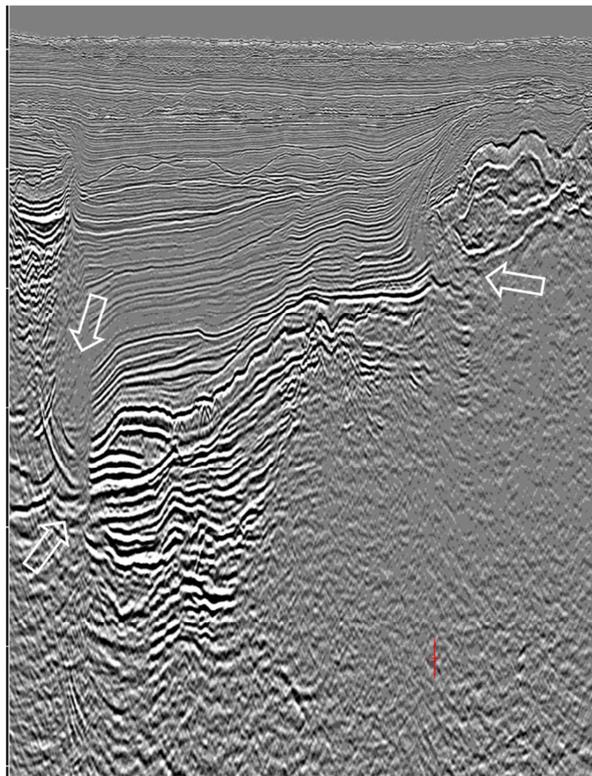
1. Na porção Sudeste (SE) da área de estudo, destaca-se a ausência das sequências de evaporitos do final do Aptiano sobre os altos estruturais mais proeminentes, resultando na formação de janelas de sal.
2. A interpretação do pré-sal, sag e camadas evaporíticas, não apresentou evidências sobre o Propagador Abimael. Sugerindo que o propagador oceânico dividiu o rifte afastando as massas evaporíticas do final do Aptiano ao início do Albiano, em duas massas. Em conformidade com a hipótese proposta por Mohriak (2001) e Mohriak *et al.* (2023).
3. As falhas visíveis nos estratos pós-sal conectam o Propagador Abimael a sedimentos do pós-sal, indicando reativação do Propagador no Cretáceo Superior
4. O cisalhamento sinistrogiro observado no topo da superfície evaporítica sugere uma direção preferencial de fluxo de sal para Sudeste (SE).
5. Estruturas compressivas afetando os evaporitos sugerem que o Propagador Abimael se contrapõe ao fluxo de sal, formando uma barreira física que dificultou o movimento do sal sobre o embasamento vulcânico neoformado.
6. A área do estudo, que cobre parcialmente dois leads pré-sal indicados pela ANP, Esmeralda e Tupã, abrange grandes janelas salinas que podem comprometer a integridade do selo dos alvos. Embora Tupã possa ser considerado uma trapa estrutural, a presença da janela salina eleva significativamente os riscos exploratórios para ambos os alvos.
7. O Graben de Merluza e o Propagador Abimael são estruturas que desempenham um papel importante na geometria dos diapiros salinos e nas características do fluxo de sal das camadas evaporíticas do Aptiano Superior na parte Sul da Bacia de Santos.
8. A análise de risco exploratório para a região, deve levar em os elementos críticos relacionados às janelas de salinas e a capacidade de selamento dos sistemas petrolíferos na área.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

As limitações tecnológicas relacionadas da aquisição e ao processamento sísmico trouxeram incertezas para o modelo geológico e representaram desafios para o estudo. No geral, o levantamento PH3 apresenta uma relação sinal-ruído consideravelmente baixa em comparação com a processamentos mais atuais, enfrentando principalmente problemas de imageamento abaixo do sal. Em algumas áreas, o modelo de velocidade utilizado para a migração não posicionou corretamente as sismofácies em profundidade, resultando em ambiguidades interpretativas. A Figura 29 exemplifica locais onde os refletores desaparecem completamente, indicados pela seta. Além disso, o flanco do sal gerou muitas ambiguidades em relação à base do sal.

Atualmente, tecnologias como a migração por tempo reverso (RTM) são mais eficientes para imagear os flancos de sal com maior qualidade. Um modelo de velocidades construído com ajuda da FWI também tem o potencial de proporcionar benefícios significativos ao imageamento e pode diminuir incertezas.

Figura 29 Exemplo de problema de imageamento em uma Crossline



A seta branca indica locais de imageamento sísmico prejudicado.

REFERÊNCIAS

- Amaral, G., Bushee, J.C.U.G., Cordani, U.G., Kawashita, K., Reynolds, J.H., 1967. Potassium-argon ages of alkaline rocks from southern Brazil. *Geochem. Cosmochim. Acta* 31 (2), 117–142.
- Asmus, H.E., Ponte, F.C., 1973. The Brazilian marginal basins. In: Neves, N.G., Almeida, J.A. (Eds.), *The South Atlantic*. Springer, pp. 87–133.
- Asmus, H.E., 1984. Geologia da margem continental brasileira. In: Almeida, J.R., Cardoso, A.B. (Eds.), *Geologia Do Brasil*. DNPM, pp. 443–472.
- Avila, R., 2022. Seminário Técnico – Oferta Permanente Partilha – 1a OPP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, p. 99. Retrieved from. <https://www.gov.br/anp/pt>.
- Baptista, R.J., Ferraz, A.E., Sombra, C., Santos Neto, E.V., Plawiak, R., Silva, C.L.L., et al., 2023. The presalt Santos Basin, a super basin of the twenty-first century. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull.* 107 (8), 1369–1389. <https://doi.org/10.1306/04042322048>.
- Bellieni, G. et al. Flood basalt to rhyolite suites in the southern Parana Plateau (Brazil): palaeomagnetism, petrogenesis and geodynamic implications. *Journal of Petrology*, v. 25, n. 3, p. 579-618, 1984.
- Bulhões, É. M., and de Amorim, W. N. (2005, September). Princípio da SismoCamada Elementar e sua aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (tecVA). In 9th international congress of the Brazilian geophysical society (pp. cp-160). European Association of Geoscientists and Engineers.
- Caldas, M. F., and Zalán, P. V. (2009). Reconstituição cinemática e tectono-sedimentação associada a domos salinos nas águas profundas da Bacia de Santos, Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 17(2), 227-248.
- Carvalho, E. B. A. D. (2013). Geometria e evolução tectônica da Porção Norte do - de Merluza, Bacia de Santos.
- Chang, H. K., Luis Assine, M., Santos Corrêa, F., Tinen, J. S., Vidal, A. C., and Koike, L. (2008). *Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos*. www.sbgeo.org.br
- Chang, H. K., Kowsmanm, R. O., and Figueiredo, A. M. F. (1990). Novos conceitos sobre o desenvolvimento das bacias marginais do Leste brasileiro. Petrobras.
- Chang, H.K., Kowsmann, R.O., Figueiredo, A.M.F., Bender, A., 1992. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. *Tectonophysics* 213 (1–2), 97–138.

- Chopra, S., and Marfurt, K. J. (2007). Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.
- Davison, I., 2007. Geology and tectonics of the South Atlantic Brazilian salt basins. *Geological Society* 272 (1), 345–359. London, Special Publications.
- Davison, I., Anderson, L., Nuttall, P., 2012. Salt deposition, loading and gravity drainage in the Campos and Santos salt basins. *Geological Society, London, Special Publications* 363 (1), 159–174.
- Demercian, L.S., 1996. A halocinese na evolução ao do Sul da Bacia de Santos do Aptiano ao Cretáceo Superior. Universidade do Rio Grande do Sul.
- Demercian, L.S., Szatmari, P., 1999. Thin-skinned gravitational transfer zone in the southern part of Santos Basin. In: *Sixth International Congress of the Brazilian Geophysical Society*. SBGf, pp. 1–4.
- Farias, F., Dias, J.L.P., Gonçalves, F.T., 2019. Evaporitic carbonates in the pre-salt of Santos Basin – genesis and tectonic implications. *Mar. Petrol. Geol.* 105, 251–272.
- Fodor, R.V., McKee, E.H., Asmus, H.E., 1983. K-Ar ages and the opening of the South Atlantic Ocean: basaltic rock from the Brazilian margin. *Mar. Geol.* 54 (1–2), M1–M8.
- Fodor, R.V., Vetter, S.K., 1984. Rift-zone magmatism: petrology of basaltic rocks transitional from CFB to MORB, southeastern Brazil margin. *Contrib. Mineral. Petrol.* 88, 307–321.
- Fossen, H., and Cavalcante, G. C. G. (2017). Shear zones—A review. *Earth-Science Reviews*, 171, 434-455.
- Fossen, H. (2010). *Structural Geology*, (Cambridge University Press: Cambridge, UK).
- Garcia, S. F. D. M., Danderfer Filho, A., Lamotte, D. F. D., and Rudkiewicz, J. L. (2012). Análise de volumes de sal em restauração estrutural: um exemplo na bacia de Santos.
- Gamboa, L.A.P., Moreira, J.L.P., Figueiredo, A.M.F., Gaglianone, P.C., 2008. Evaporitos estratificados no Atlântico Sul: interpretação sísmica e controle tectonoestratigráfico na Bacia de Santos. In: Szatmari, P., Mizusaki, A.M.P. (Eds.), *Sal: Geologia e Tectônica*. Editora Beca, pp. 340–359.
- Gamboa, L.A.P., Ferraz, A.E.P.P.D., Drehmer, L.H., Demercian, L.S., 2021. Seismic, magnetic and gravity evidence of marine incursions in the Santos Basin during Early Aptian. In: Mello, M.R., Yilmaz, P.O., Katz, B.J. (Eds.), *The Supergiant Lower Cretaceous Pre-salt Petroleum System of the Santos Basin*. American Association of Petroleum Geologists, Brazil, pp. 257–272. <https://doi.org/10.1306/>
- Gomes, P.O., Kilsdonk, B., Minken, J., Grow, T., Barragan, R., 2009. The outer high of the

Santos Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil: pre-salt exploration outbreak, paleogeographic setting, and evolution of the syn-rift structures. In: AAPG International Conference and Exhibition, pp. 15–18.

Gomes, P.O., Kilsdonk, B., Minken, J., Grow, T., Barragan, R., 2012. Tectonic evolution of the outer high of Santos Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil, and implications for hydrocarbon exploration. In: Smith, R.E., Elderfield, R.M. (Eds.), *Petroleum Systems of the South Atlantic Margins*. AAPG Memoir, pp. 125–142.

Gordon, A.C., Vasconcelos, C.G., Mello, M.R., de Lima, M.G.S., 2023. Magmatic cycles in Santos Basin (SE Brazil): tectonic control in the temporal-spatial distribution and geophysical signature. *J. S. Am. Earth Sci.* 121, 104111.

Guardado, L.R., Gamboa, L.A.P., Lucchesi, C.F., 1989. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic type basin: Part 1. AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull. 73 (8), 889–901.

Hudec, M. R., and Jackson, M. P. (2007). Terra infirma: Understanding salt tectonics. *Earth-Science Reviews*, 82(1-2), 1-28.

Jackson, C.A.-L., Lewis, M.M., Reeve, M.T., Evans, A.M., 2015. Enigmatic structures within salt walls of the Santos Basin—Part 1: geometry and kinematics from 3D seismic reflection and well data. *J. Struct. Geol.* 75, 135–162.

Karner, G.D., 2000. Rifts of the campos and Santos basins, southeastern Brazil: distribution and timing. In: Mello, M.R., Katz, J.B. (Eds.), *Petroleum Systems of South Atlantic Margins*, vol. 73. AAPG Memoir, pp. 301–315.

Kukla, P.A., Strozyk, F., Mohriak, W.U., 2018. South Atlantic salt basins – witnesses of complex passive margin evolution. *Gondwana Res.* 53, 41–57.

Kumar, N., Gamboa, L.A.P., 1979. Evolution of the Sao ~ Paulo Plateau (southeastern Brazilian margin) and implications for the early history of the South Atlantic. *Geol. Soc. Am. Bull.* 90 (3), 281–293.

Lailly, P., and Bednar, J. (1983, May). The seismic inverse problem as a sequence of before stack migrations. In *Conference on inverse scattering: theory and application* (pp. 206-220).

Lebit, H., Arasanipalai, S., Tilton, J., Ollagnon, P., and Virlovet, B. (2019). High-resolution Seismic imaging in the Santos Basin, Brazil and its impact on Salt Mechanics. In 16th Intl. Congress Braz. Geophys. Soc.

Macedo, J. M. Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 3, n. 3, p. 159-173, 1989.

Magee, C., Jackson, C.A.-L., Schofield, N., Holford, S.P., 2021. Salt–magma interactions influence intrusion distribution and salt tectonics in the Santos Basin, offshore Brazil. *Basin Res.* 33 (3), 1820–1843.

Magoon, L. B., and Dow, W. G., 1994. the petroleum system, IN Magoon, L. B., and Dow, W. G., eds., *The petroleum system – From source to trap*: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 3-24.

Marpeau, F. (2019). Status of salt interpretation for velocity model building in Brazilian basins.

Meisling, K.E., Cobbold, P.R., Mount, V.S., 2001. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull. 85 (11), 1903–1924.

Mello, M.R., Rostirolla, S.P., Elias, V., Ferreira, M.A., Becker, S., Dahl, J.E., Moldowan, J. M., 2021a. Lacustrine source rocks and oil systems present in the Lower Cretaceous pre-salt sections of the Santos Basin, Brazil. In: Mello, M.R., Yilmaz, P.O., Katz, B.J. (Eds.), *The Supergiant Lower Cretaceous Pre-salt Petroleum System of the Santos Basin*. American Association of Petroleum Geologists, Brazil, pp. 35–76.

Mello, M.R., Rostirolla, S.P., Peres, W., Pedrosa, Jr.O.A., Carvalho, M.D., Cardoso Netto, A., 2021b. Tupi field: the largest oil producer in the South Atlantic realm, Santos Basin, Brazil. In: Mello, M.R., Yilmaz, P.O., Katz, B.J. (Eds.), *The Supergiant Lower Cretaceous Pre-salt Petroleum System of the Santos Basin*. American Association of Petroleum Geologists, Brazil, pp. 395–430.

Mio, E., 2005. Modelagem crustal da Bacia de Santos pela integração de métodos geofísicos. *Rev. Bras. Geofís.* 23 (2), 149–162.

Mizusaki, A.M.P., et al., 1992. Basalt magmatism along the passive continental margin of SE Brazil (Campos Basin). *Contrib. Mineral. Petrol.* 111 (1), 143–160.

Mizusaki, A.M.P., Thomaz Filho, A., De Cesero, P., 1998. Ages of the magmatism and the opening of the South Atlantic ocean. *Pesqui. em Geociencias* 25 (2), 47–57.

Modica, C.J., Brush, E.R., 2004. Postrift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-water Santos Basin, offshore southeast Brazil. AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull. 88 (7), 923–945.

Mohriak, W.U., 2001. Salt tectonics, volcanic centers, fracture zones and their relationship with the origin and evolution of the South Atlantic Ocean: geophysical evidence in the Brazilian and West African margins. 7th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador, Bahia, Expanded Abstract, pp. 1594–1597.

Mohriak, W.U., 2003. Bacias sedimentares da margem continental Brasileira. *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil* 3, 87–165.

Mohriak, W.U., 2014. Birth and development of continental margin basins: analogies from the South Atlantic, north Atlantic, and the Red Sea. AAPG Search and Discovery. Article #41502. Posted. (Accessed 22 December 2014).

Mohriak, W., 2019a. Salt tectonics in the Brazilian margin: key issues and technical advancements in the past 30 years. 37th Annual GCSSEPM Foundation Perkins Rosen Research Conference, Salt Tectonics, Associated Processes, and Exploration Potential: Revisited: 1989–2019, pp. 185–221.

- Mohriak, W.U., 2019b. Rifting and salt deposition on continental margins: differences and similarities between the Red Sea and the South Atlantic sedimentary basins. In: Rasul, N.M.A., Stewart, I. (Eds.), *Geological Setting, Palaeoenvironment and Archaeology of the Red Sea*. Springer, pp. 159–201.
- Mohriak, W.U., 2024. Neo-formed oceanic crust and salt basin splitting by igneous intrusions in the Red Sea and the South Atlantic. In: Rasul, N.M.A., Stewart, I.C.F. (Eds.), *Rifting and Sediments in the Red Sea and Arabian Gulf Regions*, vol. 11. CRC Press, Taylor and Francis Group, pp. 181–206. Chapter.
- Mohriak, W.U., Leroy, S., 2013. Architecture of rifted continental margins and break-up evolution: insights from the South Atlantic, north Atlantic and Red Sea–Gulf of Aden conjugate margins. *Geological Society, London, Special Publications* 369 (1), 497–535.
- Mohriak, W., Nemcok, M., Enciso, G., 2008a. South Atlantic divergent margin evolution: rift-border uplift and salt tectonics in the basins of SE Brazil. *Geological Society, London, Special Publications* 294 (1), 365–398.
- Mohriak, W.U., Szatmari, P., Anjos, S.M.C., Mohriak, W., 2008b. Sedimentação de evaporitos. *Sal: Geologia e Tectônica*. São Paulo. Editora Beca, Brazil, pp. 64–89.
- Mohriak, W.U., et al., 2010. Geological and Geophysical Interpretation of the Rio Grande Rise, South-Eastern Brazilian Margin: Extensional Tectonics and Rifting of Continental and Oceanic Crusts, pp. 231–245.
- Mohriak, W.U., Fainstein, R., 2012. Phanerozoic regional geology of the eastern Brazilian margin. In: *Regional geology and tectonics: Phanerozoic passive margins, cratonic basins and global tectonic maps*. Elsevier, pp. 222–282.
- Mohriak, W.U., Gordon, A.C., Mello, M.R., 2021. Origin and petroleum system of the Cabo Frio high between the Santos and Campos basins: reviewed integration of structural and paleogeographic reconstruction with the oil and gas systems. In: Mello, M.R., Yilmaz, P.O., Katz, B.J. (Eds.), *The Supergiant Lower Cretaceous Presalt Petroleum System of the Santos Basin*, vol. 124. American Association of Petroleum Geologists, Memoir, Brazil, pp. 273–324. <https://doi.org/10.1306/13722323MSB.11.1853>.
- Mohriak, W.U., Almeida, J.C.H., Gordon, A.C., 2022. South Atlantic ocean: postbreakup configuration and Cenozoic magmatism. In: Santos, A.C., Hackspacher, P.C. (Eds.), *Meso-Cenozoic Brazilian Offshore Magmatism: Geochemistry, Petrology and Tectonics*. Elsevier, Academic Press, pp. 1–45. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823988-9.00007-1>.
- Mohriak, W.U., Szameitat, L., 2023. The anomalous magmatism in the southern part of the Santos basin, and the non-continuous salt layer over Abimael ridge. *J. S. Am. Earth Sci.*, 104435
- Moreira, J.L.P., Madeira, C.V., Gil, J.A., Machado, M.A.P., 2007. Bacia de Santos. *Bol. Geociências Petrobras* 15 (2), 531–549.

Neuharth, D., Brune, S., Glerum, A., Heine, C., Welford, J.K., 2021. Formation of continental microplates through rift linkage: numerical modeling and its application to the Flemish cap and São Paulo Plateau. *G-cubed* 22 (4), e2020GC009615.

Petersohn, E., 2019. Pre-Salt super play: leading Brazil into the world's top 5 oil suppliers. In: AAPG Latin America and Caribbean Region Geoscience Technology Workshop, vol. 30625, 10.1306.

Pacca, I. G.; Hiodo, F. Y. Paleomagnetic analysis of Mesozoic Serra Geral basaltic lava flows in southern Brazil. *Anais da Academia Brasileira de Ciências*, v. 48, p. 207- 214, 1976.

Pichel, L.M., Jackson, C.A.L., Peel, F., Ferrer, O., 2021. The Merluza Graben: how a failed spreading center influenced margin structure, and salt deposition and tectonics in the Santos Basin, Brazil. *Tectonics* 40 (10), e2020TC006640.

Quirk, D.G., Schødt, N., Lassen, B., Ings, S.J., Hsu, D., Hirsch, K.K., Von Nicolai, C., 2012. Salt tectonics on passive margins: examples from Santos, Campos and Kwanza basins. *Geological Society, London, Special Publications* 363 (1), 207–244.

Quirk, D.G., Hertle, M., Jeppesen, J.W., Raven, M., Mohriak, W.U., Kann, D.J., et al., 2013. Rifting, subsidence and continental break-up above a mantle plume in the central South Atlantic. *Geological Society, London, Special Publications* 369 (1), 185–214.

Sabato Ceraldi, T., Green, D., 2017. Evolution of the South Atlantic lacustrine deposits in response to Early Cretaceous rifting, subsidence and lake hydrology. *Geological Society, London, Special Publications* 438 (1), 77–98.

Sandwell, D.T., Müller, R.D., Smith, W.H., Garcia, E., Francis, R., 2014. New global marine gravity model from CryoSat-2 and Jason-1 reveals buried tectonic structure. *Science* 346 (6205), 65–67.

Schön, J. H. (2015). *Physical properties of rocks: fundamentals and principles of petrophysics*. Elsevier.

Serra, O. E. (1983). *Fundamentals of well-log interpretation*.

Tarantola, A. (1984). Inversion of seismic reflection data in the acoustic approximation. *Geophysics*, 49(8), 1259-1266.

Sharma, P. V. (1997). *Environmental and engineering geophysics*. Cambridge university press.

Tisi, A.L., de Merluza, C., 1992. Histórico exploratório. In: Congresso Brasileiro de Geologia, vol. 37, pp. 541–542.

Vidal, A.C., Kiang, C.H., Corrêa, F.S., Fernandes, F.L., Castro, J.D., Tinen, J.S., et al., 2003. Interpretação e mapeamento dos sistemas petrolíferos da Bacia de Santos, vol. 1. ANP/UNESP/LEBAC, p. 170.

White, R., McKenzie, D., 1989. Magmatism at rift zones: the generation of volcanic continental margins and flood basalts. *J. Geophys. Res. Solid Earth* 94 (B6),

7685–7729.

Wright, V.P., Barnett, A.J., 2020. The textural evolution and ghost matrices of the Cretaceous Barra Velha Formation carbonates from the Santos Basin, offshore Brazil. *Facies* 66 (1), 7.

Zalan, P.V., Severino, M.D.C.G., Rigoti, C.A., Magnavita, L.P., Oliveira, J.A.B., Vianna, A. R., 2011. An entirely new 3D-view of the crustal and mantle structure of a South Atlantic passive margin–Santos, Campos and Espírito Santo basins, Brazil. In: AAPG Annual Conference and Exhibition, vol. 10, p. 13.